Basarab GUZUN
George DARIE

Stelian Al. GAL
Dan OLOVINARU

CENTRALE, STAȚII ȘI REȚELE ELECTRICE

Elemente de bază

EDITURA ACADEMIEI ROMÂNE
2005

C U V Â N T Î N A I N T E

Lucrarea de ***Centrale, Staţii şi Reţele Electrice-CSRE*** tratează un domeniu deosebit vast aflat la confluența cunoştinţelor de bază din ingineria de sistem *electroenergetic, cu bază electromecanică şi* supraveghere-control a instalaţiilor, prin umbrela dedicată de *automatizări* de sistem; ***CSRE*** – prin componentele sale de bază înseriate, participă la vehicularea unor puteri masive de nivel regional, continental chiar; rezultă de aici - rigoarea cunoştinţelor, a selectării soluţiilor tehnice şi politici energetice responsabile pentru supravieţuirea/calitatea vieţii – în condiţii de prietenie cu *mediul ambiant*.

Electroenergetica sectorului energetic reprezintă un segment strategic al unei comunităţi responsabile; este bine conturată de dezvoltarea de ansamblu a sistemului energetic naţional *SEN*; evoluţia socială şi economică a ţării noastre fiind direct dependentă de acesta, dezvoltarea *SEN* se află la baza progresului economiei româneşti moderne, ce nu poate funcţiona astfel în afara unei industrii energetice *IE* independente, performante. În acest fel, *dezvoltarea durabilă a societăţii*, este fundamentată de existența unui *SEN* modern: performant echipat, automatizat, informatizat.

Deoarece industria energetică *în ansamblu* se doreşte a fi stabilă în toate cele trei puncte de sprijin: *capitalul construit*, prin echipamente; *consumul energiei* din centrale electrice şi, capitalul *resurse umane competent format* – ca al treilea punct ! Acesta din urmă cade in sarcina şcolii energetice, şi prin lucrări de tipul celei de faţa – contând din plin pe susţinerea reală din partea unor laboratoare continuu modernizate, aplicaţii numerice pe *probleme de alegere şi dimensionare specifice,* precum şi elaborare de *proiecte modernizate* în domeniu.

Cei implicaţi în domeniul ingineriei electroenergetice: tehnicieni – specialişti din proiectare, montaj-exploatare a obiectivelor specifice *CSRE* aparţinând Sistemului Energetic Naţional *SEN*, studenţi ai anilor terminali din facultăţile de profil electroenergetic/electromecanic, vor găsi în lucrarea de faţă un sprijin competent. In acelaşi timp, ea poate fi considerată un ajutor eficient pentru cursanţii centrelor de formare a personalului *CFP* tehnico-ingineresc din orice verigă specifică lanţului *CSRE*, domeniul electroenergetic.

Experienţa autorilor – didactică şi practică/pragmatică de rezolvare de la proiectare - la teste sau încercări pe viu în *CSRE* a unor sarcini de producţie, cercetare, respectiv de exploatare şi management energetic, certifică astfel calitatea lucrării; S-a realizat astfel un colectiv închegat de specialişti direct legaţi prin activitatea lor curentă, de specificul capitolelor componente. Astfel,

Dr. ing. Basarab D. Guzun, cu experienţă semnificativă practică de *partea electrică şi automatizare PEA* în centrale (hidro)electrice precum şi în *transmiterea fundamentelor teoretice de PEA* atent selectate mediului studenţesc - ca profesor universitar şi apoi lector-formator în industria energetică, a realizat atent coordonarea generală a lucrării, scrierea capitolelor 1–3 şi 5 (acoperind peste ½ din lucrare). Logistica machetării capitolelor a avut în vedere consideraţii introductive generale referitoare la *evoluţia energetică a societăţii,* continuând cu fundamente de *calcul simplificat al curenţilor de scurt circuit* pentru o corectă *alegere de echipamente şi legături electrice conductoare*; s-au creat, capitolul 3, premisele detalierii la obiect a specificului electroenergetic al elementelor de bază din *partea electrică a centralelor şi staţiilor electrice PECS,* adică - *alternatoare, transformatoare, motoare;* secţiunii de *centrale electrice* îi urmează firesc *elemente de staţii şi posturi de transformare SPT*.

Dr. Ing. Stelian Al. Gal de la CN TransElectrica Sibiu, conferenţiar la universitatea sibiană, acumulând o îndelungată experienţă în managementul transportului energiei electrice este autorul capitolului 6 (aproximativ 1/3 din lucrare) tratând competent într-o forma condensată, problematica specifică pentru *Reţele electrice* de transport şi distribuţie; prof.dr.ing. Geo Darie – Catedra de Centrale electrice şi Energetică industrială, Universitatea *Politehnica* din Bucureşti UPB, este autorul secţiunii termoenergetice din capitolul 4 de *Centrale electrice*: *Centrale electrice convenţionale cu abur, cu turbine cu gaze, pe cicluri combinate gaze-abur, nuclearo-electrice, cu motoare Diesel (circa 10%);* Drd. Ing. Dan Olovinaru – manager la HidroElectrica Sibiu este autorul *secţiunii hidroenergetice* – din cadrul aceluiaşi capitol *(aproximativ 5%);*

Ca referent ştiinţific şi în trecut, autor de manuale în acest domeniu, subliniez utilitatea lucrării: se acoperă un gol actual existent în literatura tehnică-academică de specialitate, iar prin structurarea îngrijită a materialului informativ vast, sunt aduse la zi cunoştinţe în domeniul de vârf al *ingineriei de sistem electroenergetic*, prezentate elegant şi eficient, într-o viziune pragmatică-inginerească; felicit cu această ocazie colectivul de autori, precum şi iniţiativa prestigioasei *Editura Academiei Române* care a realizat publicarea, aşteptând firesc reacţiile publicului cititor tehnic cu efect de *feed-back* util unor reeditări viitoare.

Bucureşti, mai 2005

Dr.Ing. Eugeniu Potolea,
Profesor la Catedra de Electroenergetică, UPB

P R E F A Ț Ă

Domeniul lucrării de ***Centrale, Staţii şi Reţele Electrice CSRE*** aflat la intersecţia cunoştinţelor de bază de inginerie de sistem *electroenergetic – electromecanic* cu supraveghere-control a instalaţiilor prin umbrela dedicată de *automatizări*, nu este doar unul vast referindu-ne la cele mai vaste sisteme (energetice) create de om; aici rigoarea cunoştinţelor balansează cert alte domenii, legat de seriozitatea/riscul generării şi transportului unor puteri masive de nivel regional, continental chiar, a selectării soluţiilor tehnice şi politici energetice reponsabile pentru supravieţuirea/calitatea vieţii unei ţări – în condiţii de respect, protecţie şi conservare *mediu ambiant*.

Importanta ***CSRE***, ca sector energetic şi strategic pentru orice comunitate responsabilă, este bine reliefată şi de tabloul românesc in domeniu, evoluţia socială şi economică a ţării fiind direct dependentă de acesta; e de neconceput o economie modernă în afara unei industrii energetice independente, performante – reală coloană vertebrală de susţinere energetică a celorlalte ramuri ale economiei naţionale, de *dezvoltare durabilă a societăţii*.

Industria energetică stabilă şi eficientă este sprijinită de trei piloni tradiţionali ce nu-i aparţin direct: *capitalul construit*, prin echipamentele tehnice din dotare; *consumul energiei* rezultate din conversia în centrale electrice – sunt opera unei naţiuni întregi; însă, capitalul *resurse umane competent formate* – ca al treilea pilon – cade preponderent in sarcina şcolii energetice, şi prin lucrări de tipul celei de faţa - cu susţinerea reală a unor versatile laboratoare continuu modernizate, promovate cu dăruire de profesori/specialişti experimentaţi.

Lucrarea se adresează prin natura sa celor implicaţi în domeniul ingineriei electroenergetice: tehnicienilor – specialiştilor din proiectare, montaj-exploatare a obiectivelor specifice *CSRE* aparţinând Sistemului Energetic National *SEN*, precum şi studenţilor anilor terminali ai facultaţilor de profil electroenergetic/electromecanic. In acelaşi timp, se constituie ca un excelent manual pentru cursanţii centrelor de formare a personalului *CFP*, precum şi cadru-suport la testarea periodică a personalului lucrător tehnic, necesar oricărui *program up-grade* de creştere şi continuă perfecţionare profesională.

Calitatea lucrării este rezultatul experienţei autorilor – didactică şi practică/pragmatică de rezolvare în diapazonul larg, de la proiectare şi pâna la teste/încercari pe viu în *CSRE* a unor sarcini de producţie, cercetare, respectiv de exploatare şi management energetic; în definitiv, aici a primat ideea închegării unui colectiv de specialişti direct legaţi prin activitatea lor curentă, de coloratura capitolelor componente ale lucrarii de faţă. Astfel,

Conf. Dr. Ing. Stelian Al. Gal de la CN TransElectrica SB este autorul întregului capitol 6 (aprox. 30% din lucrare) tratând competent într-o forma condensată, problematica specifică pentru *Reţele electrice* de transport şi distribuţie; prof.dr.ing. Geo Darie – Catedra de Centrale electrice şi energetică industrială, UPB, este autorul secţiunii termoenergetice din capitolul 4 de *Centrale electrice*: *Centrale electrice convenţionale cu abur, cu turbine cu gaze, pe cicluri combinate gaze-abur, nuclearo-electrice, cu motoare Diesel (circa 10%);* Drd. Ing. Dan Olovinaru de la HidroElectrica SB este autorul *sectiunii hidroenergetice* – din cadrul aceluiaş capitol (aprox. 5%);

Coordonarea generală a lucrării, scrierea capitolelor 1 – 3 şi 5 (acoperind aprox. 55%) este făcută de subsemnatul, dr. ing. Basarab D. Guzun, profesor asociat la aceeaşi catedră. Machetarea capitolelor a avut în vedere consideraţii introductive generale referitoare la *evoluţia energetică a societăţii mondiale şi româneşti,* continuând cu fundamente de *calcul simplificat al curenţilor de sc.circuit* ce permit o corectă *alegere de echipamente şi legături electrice conductoare*; s-au creat astfel, capitolul 3, premisele detalierii la obiect a specificului electroenergetic al elementelor de bază din *partea electrică a centralelor şi staţiilor electrice PECS,* adică - *alternatoare, transformatoare, motoare;* secţiunii de *centrale electrice* îi urmează firesc *elemente de staţii şi posturi de transformare SPT*.

Aplicaţiile numerice, evident necesare aprofundării şi fixării cunoştinţelor sunt atent selectate în lucrarea adiacentă "Selischi, A., Dedu,G., Guzun, B. D. - *Probleme de alegere şi dimensionare specifice PECS*" - Editura Universităţii *Politehnica* din Bucureşti, UPB – 1997.

Autorii îşi exprimă şi pe această cale respectul şi gratitudinea faţă de foştii şi actualii lor profesori din domeniul tratat, cu care au colaborat în timp, influenţând într-un fel sau altul această formă finală, d-lui prof.dr.ing. Eugeniu Potolea pentru controlul ştiinţific al lucrării; mulţumesc călduros foştilor studenţi şi actualilor doctoranzi care, prin aportul lor entuziast au contribuit la definitivarea redactării în formă finală, a graficii digitale îngrijite şi, evident, celor care au sponsorizat generos apariţia lucrării !

De asemenea, autorii mulţumesc prestigioasei *Editura Academiei Române* care a realizat publicarea.

In fine, şi nu în ultimul rând, autorii mulţumesc anticipat specialiştilor implicaţi în industria conversiei, transportului şi distribuţiei inteligente electro-energetice a energiei, colegilor din învaţamântul superior energetic /electromecanic, studenţilor, tuturor cititorilor – in general, pentru eventuale observaţii, *sugestii cu efect de feed-back util unei reeditări viitoare*, în perspectiva progresului tehnic remarcabil din domeniul vast/complex al *CSRE*.

Din partea colectivului de autori,

Dr. Ing. Basarab D. Guzun, profesor-asociat de *Partea electrică* şi *Automatizări* în *Centrale (hidro)electrice.Bucureşti, martie 2004.*

C U P R I N S

Capitolul 1. **EVOLUȚIA ENERGETICĂ A SOCIETĂȚII**

1.1.RESURSE ENERGETICE. CONSUM. 1

1.2.ACCESIBILITATE 1A RESURSE ENERGETICE PRIMARE 1
1.2.1.Tabloul producției de resurse energetice potențiale 1
1.2.2.Totalul energiei anuale 2

1.3.PROGNOZE 3
1.3.1.Conservarea energiei 4
1.3.2.Strategii 4

1.4.ELEMENTE DE POLITICĂ ENERGETICĂ ÎN VIITOR 4

1.5.STRUCTURA RESURSELOR 5

1.6.SISTEM ENERGETIC 6
1.6.1.Situația energetică a României 7
1.6.2.Structura puterii electrice instalate 8
1.6.3.Dezvoltarea Sistemului Energetic Național 8

1.7.CURBE DE SARCINĂ 11
1.7.1.Generalități 11
1.7.2.Clasificare 11
1.7.3.Utilitate 11
1.7.4.Definiții 11
1.7.5.Iindici caracteristici pentru centralele electrice 12
1.7.6.Aplatizarea Curbelor de Sarcină 17
1.7.7.Disponibilitatea 17
1.7.8.Fiabilitate 17

Capitolul 2. **CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT**

2.1. CONSIDERAȚII GENERALE 19

2.2. VARIAȚIA ÎN TIMP A CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT 19
2.2.1.Alimentarea scurtcircuitului de la o sursă de tensiune constantă 19

2.3. COMPORTAREA MAŞINII SINCRONE LA SCURTCIRCUIT TRIFAZAT BRUSC, APROPIAT 22

2.4. INFLUENȚA CONSUMULUI ASUPRA CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT 26

2.5. CONSIDERAREA SISTEMULUI ELECTROENERGETIC ÎN CALCUL 26

2.6. METODOLOGIE PRIVIND CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT 26
2.6.1.Generalități 26
2.6.2.Curenții de scurtcircuit 27
2.6.3.Metode de calcul 31
2.6.4.Elemente şi scheme de calcul 32
2.6.5.Calculul impedanțelor echivalente. Reguli 34
2.6.6.Concluzii privind metoda vde de calcul a curenților de scurtcircuit 37

2.7. *APLICAȚIA 1*: ALEGEREA APARATAJULUI PRIMAR 38

2.8. *APLICAȚIA 2*: ALEGEREA UNOR LEGĂTURI CONDUCTOARE 39
2.8.1.Tipuri de conductoare 39
2.8.2.Verificarea stabilității termice în regim de lungă durată 39
2.8.3.Verificarea stabilității termice în regim de scurtă durată 40
2.8.4.Verificarea la căderea de tensiune 40
2.8.5.Verificarea la descărcarea corona se reduce în esență 40
2.8.6.Verificarea la solicitări mecanice 41
Anexa 2.1. Valori uzuale ale impedanțelor (reactanțelor) elementelor rețelelor 42
Anexa 2.2. Scheme şi relații de calcul ale reactanțelor (auto)transformatoarelor cu trei înfăşurări şi ale bobinelor de reactanță jumelate 43

Capitolul 3. **ELEMENTE DE BAZĂ DIN PARTEA ELECTRICĂ A CENTRALELOR ŞI STAȚIILOR ELECTRICE PECS**

3.1. ALTERNATOARE ÎN CENTRALE ELECTRICE 44
3.1.1. Generalități 44
3.1.2. Principalele limitări în proiectarea alternatoarelor de mare putere 44
3.1.3. Perfecționări constructive 48
3. l.4. Evacuarea pierderilor de putere din turbogeneratoare 55
3.1.5. Răcirea turboalternatoarelor destinate Centrale Nuclear Electrice CNE 68
3.1.6. Evacuarea pierderilor de energie din hidroalternatoare 68
3.1.7. Sisteme de excitație / dezexcitație 70
3.1.8. Sisteme de dezexcitare rapidă 73
3.1.9. Cuplarea cu rețeaua 75
3.1.10.Sisteme de protecție prin relee pentru alternatoare 77

3.2. TRANSFORMATOARE ŞI AUTOTRANSFORMATOARE
3.2.1. Generalități 85
3.2.2. Parametrii şi alegerea corectă 85
3.2.3. Simbolizare 86
3.2.4. Transformator sau autotransformator? 87
3.2.5. Reglajul tensiunii 88
3.2.6. Evaluarea pierderilor 90

3.3. MOTOARE ELECTRICE ÎN SERVICIILE PROPRII ALE CENTRALELOR
3.3.1. Considerații generale 91
3.3.2. Sursele de alimentare cu energie electrică a serviciilor proprii 92
3.3.3. Alegerea tipurilor de motoare electrice 95
3.3.4. Caracteristicile mecanismelor serviciilor proprii 97

3.3.5. Alegerea motoarelor pentru antrenarea mecanismelor 99
3.3.6. Influența variațiilor de tensiune şi frecvență asupra motoarelor asincrone 102
3.3.7. Autopornirea motoarelor electrice ale serviciilor proprii 103
3.3.8. Clasificarea receptoarelor din serviciile proprii şi sursele de alimentare 105
3.3.9. Schemele electrice de alimentare în curent alternativ 106
3.3.10. Alegerea puterii transformatoarelor sau a capacității de trecere a bobinelor de reactanță 112
3.3.11. Nivelul puterii de scurtcircuit pe barele de servicii proprii 114
3.3.12. Reglajul productivității mecanismelor serviciilor proprii 115

Capitolul 4. **ELEMENTE DE TEHNOLOGIA CONVERSIEI ENERGETICE ÎN *CENTRALE ELECTRICE***

4.1. ENERGII PRIMARE. CATEGORII DE CENTRALE ELECTRICE 117

4.2. CENTRALE CONVENȚIONALE CU ABUR *CCA*
4.2.1. Alcătuirea circuitului termic 119
4.2.2. Bilanțul energetic. Randamente 121
4.2.3. Soluții de creştere ale performanțelor 122
4.2.4. Nivelul de performanțe 127

4.3 INSTALAȚII DE TURBINE CU GAZE *ITG*
4.3.l. Prezentarea instalației 127
4.3.2. Bilanțul energetic. *Randamente* 129
4.3.3. Posibilități de creştere a randamentului termic 130
4.3.4. Nivelul de performanțe 132

4.4 CICLURI COMBINATE GAZE-ABUR
4.4.1. Considerații termodinamice 133
4.4.2. Ciclul combinat gaze-abur fără postcombustie 134
4.4.3. Ciclul combinat gaze-abur cu postcombustie 138
4.4.4. Ciclul combinat gaze-abur cu arderea cărbunelui în pat fluidizat sub presiune 139
4.4.5. Ciclul combinat gaze-abur cu gazeificarea integrată a cărbunelui 140
4.4.6. Ciclul combinat gaze-abur cu injecție de abur 141

4.5 CENTRALE NECLEAR ELECTRICE *CNE*
4.5.1. Structură 142
4.5.2. Elemente caracteristice ale părții clasice 144
4.5.3. Performanțe 145

4.6 CENTRALE ELECTRICE ECHIPATE CU MOTOARE DIESEL *CDE*
4.6.1. Caracteristici 146
4.6.2. Bilanț energetic 147

4.7. CENTRALE HIDROELECTRICE *CHE*
4.7.1. Considerații generale 148
4.7.2. Amenajările centralelor hidroelectrice 149
4.7.3. Principalele construcții ale amenajărilor hidroenergetice *AH* 152
4.7.4. Turbine hidraulice 157

Capitolul 5. SCHEME ELECTRICE DE CENTRALE ŞI STAŢII ELECTRICE

5.1 SCHEME ELECTRICE DE COMUTAŢIE

5.1.1. Definiţie. Clasificare 164
5.1.2. Criterii de selectare 164
5.1.3. Aparatajul de comutaţie utilizat 165
5.1.4. Bare colectoare simple *BCS* 166
5.1.5. Bare colectoare duble *BCD* 170
5.1.6. Bare colectoare triple *BCT* 183
5.1.7. Scheme fără bare colectoare 184
5.1.8. Scheme cu număr redus de întreruptoare 189

5.2 SCHEME ELECTRICE DE CONEXIUNI

5.2.1. Consideraţii generale 196
5.2.2. Scheme pentru *Centrale Termo Eelectrice* 196
5.2.3. Scheme pentru *Centrale Electrice de Termoficare* 202
5.2.4. Scheme ale *Centrale Hidro Electrice* 208
5.2.5. Limitarea curenţilor de scurtcircuit 210
5.2.6. Scheme de staţii de distribuţie de înaltă şi medie tensiune 212
5.2.7. Exemple de scheme de centrale din România 215

5.3 DISPOZIŢII CONSTRUCTIVE *DC*

5.3.1. Condiţii generale 218
5.3.2. DC de staţii exterioare 226
5.3.3. DC de staţii interioare în mediu izolant aer 234
5.3.4. DC capsulate în alte medii izolante 243

5.4 INSTALAŢII DE LEGARE LA PAMÂNT

5.4.1. Generalităţi 245
5.4.2. Tensiuni de atingere şi de pas 250
5.4.3. Calculul rezistenţei de dispersie 255
5.4.4. Determinarea coeficienţilor de atingere şi pas 263
5.4.5. Secţiuni şi grosimi minime de electrozi 265
5.4.6. Exemplu numeric 266

Capitolul 6. **REŢELE ELECTRICE**

6.1 ELEMENTE COMPONENTE ALE LINIILOR ELECTRICE

6.1.1. Generalităţi 274
6. l.2. Linii Electrice Aeriene (LEA) 276
6.1.3. Linii Electrice Subterane (LES) 296

6.2 TRATAREA NEUTRULUI

6.2.1. Generalităţi 303
6.2.2. Reţele cu neutrul izolat 305
6.2.3. Reţele cu neutrul tratat cu bobină de stingere 306
6.2.4. Reţele cu neutrul tratat prin rezistor 307
6.2.5. Reţele cu neutrul tratat combinat 308
6.2.6. Reţele cu neutrul legat direct la pământ 308

6.3 PROTECȚIA PRIN RELEE ÎN REȚELE ELECTRICE
6.3.1. Protecția transformatoarelor şi autotransformatoarelor 310
6.3.2. Protecția liniilor electrice 316
6.3.3. Protecția barelor colectoare 330
6.3.4. Protecția motoarelor electrice 331
6.3.5. Protecții statice şi numerice. Principii 335

6.4. CIRCUITE DE COMANDĂ ŞI CONTROL
6.4.1. Circuite secundare 337
6.4.2. Circuite de comandă 345
6.4.3. Circuite de control 349

6.5 PARAMETRII ŞI SCHEME ECHIVALENTE ALE ELEMENTELOR COMPONENTE DIN REȚELE ELECTRICE
6.5.l. Parametrii liniilor electrice 357
6.5.2. Parametrii transformatoarelor 364

6.6 CALCULUL CIRCULAȚIEI DE CURENȚI ŞI A CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REȚELELE ELECTRICE
6.6.1. Calculul electric al liniilor de curent alternativ radiale 370
6.6.2. Calculul circulației de curenți şi al căderilor de tensiune în rețele buclate 376

6.7 CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ŞI ENERGIE
6.7.1. Generalități 382
6.7.2. Calculul *Consumului Propriu Tehnologic CPT* de energie electrică 383
6.7.3. Reducerea pierderilor de energie în rețele 386

6.8 DETERMINAREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR LINIILOR ELECTRICE
6.8.1. Pe baza încălzirii admisibile 388
6.8.2. Pe baza criteriului pierderilor de tensiune 389
6.8.3. Pe baza ipotezei secțiunii economice 392

Bibliografie 394

1. EVOLUȚIA ENERGETICĂ A SOCIETĂȚII MONDIALE ŞI ROMÂNEŞTI

1.1. RESURSE ENERGETICE. CONSUM

Generalități. Pentru început**,** este util a trece în revistă o serie de noțiuni elementare; astfel, *Resursele energetice* sunt date de totalitatea purtătorilor de energie de toate felurile, minerale *neregenerabile* – cărbune, petrol etc. şi formele de energie *regenerabile* ca de ex. cea solară; *rezervele* se referă doar la o parte din resurse, exploatabile cu ajutorul tehnologiilor actuale la costuri rezonabile economic. În cazul resurselor regenerabile ca de exemplu hidraulică, solară şi biomasă, este uzual a se referi doar la ratele anuale de exploatare ale acestora şi, în acest sens termenul de *resurse* poate fi perceput ca ultima rată de producție ce poate fi potențial obținută, în timp ce *rezervele* semnifică rata producției realizabilă comercial la o anumită dată.

Forumul internațional pentru dezbaterea problemelor energetice mondiale a fost, începând cu anul 1924, Conferința Mondială a Energiei CME. Deşi actualmente resursele energetice cunoscute sunt cele mai mari astăzi comparativ cu orice altă perioadă istorică, iar lucrurile au evoluat semnificativ în ultimul timp, după declanşarea crizei energetice mondiale – o realistă abordare globală a problemei a început cu *CME* de la Istanbul, 1977 – prin raportul Comisiei de Conservare a Energiei, întocmit între alți experți şi de prof. român *Ioan D. Stăncescu* (Centrul de Resurse Naturale, Energie şi Transport, *ONU),* cu concluzii şi previziuni până în anul 2020, [1]. Observațiile desprinse privesc

- a. căile prin care ar trebui îmbunătățită alimentarea cu energie din resurse regenerabile şi neregenerabile; sunt cuprinse aici atât *resursele convenționale* ca de ex. alimentarea cu petrol, gaze naturale, cărbune, energie hidraulică şi resurse nucleare, cât şi *resurse neconvenționale* precum solar, geotermal şi fuziune nucleară,
- b. limitele probabile şi rezonabile până la care măsurile de conservare ar putea reduce cererea de energie, cu atenție sporită îndreptată pentru conservarea resurselor de gaz şi de petrol prin înlocuire cu alte resurse mai abundente fie *re-* sau *ne*regenerabile.

Semnificație. Se pot lua deciziile cruciale pentru stabilitatea energetică a societății pe perioada analizei efectuate, ştiind că *problema energetică* ocupă locul secund în lista problemelor globale ale omenirii, *după problema păcii.*

Potențial de conservare. Rezultă din implementarea mai multor factori, astfel creşterea prețului energiei, îmbunătățiri tehnologice, substituirea tipului de combustibil, schimbări posibile ale stilului de viață, în general tot ce poate fi reunit sub adevărul de "folosirea inteligentă a energiei"(*wiser use of energy).*

1.2. ACCESIBILITATE LA RESURSE ENERGETICE PRIMARE

1.2.1. TABLOUL PRODUCȚIEI DE RESURSE ENERGETICE POTENȚIALE

Tabloul producției de *resurse energetice potențiale* neregenerabile proiectate până în anul 2020 este dat în tabelul 1.1. şi fig. 1.1. Cărbunele şi resursele nucleare sunt aşteptate la o cotă de participare de peste *55%* din total – în fapt formula de supraviețuire energetică în viitor este ***2C****,* cu referire la extracția sporită de *Cărbune* şi energice măsuri de *Conservare*, extracțiile de gaze şi petrol vor atinge, probabil nivelul maxim imediat după anul 2000 cu o participare de aprox. 1/3 din totalul producției de energie, iar resursele neconvenționale de petrol şi gaze vor avea probabil o mică cotă de participare de câteva procente la nivelul anului

de proiecție 2020. În total resursele probabile neregenerabile vor fi responsabile cu aprox. 80% din alimentarea cu energie a lumii la nivelul anului 2020.

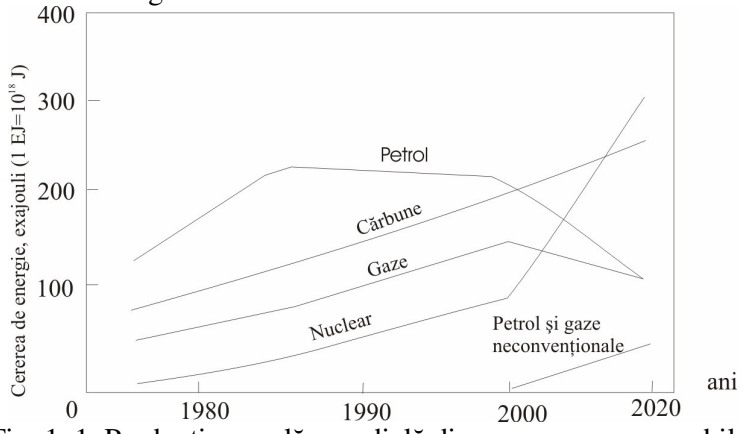


Fig. 1. 1. Producția anuală mondială din resurse neregenerabile.

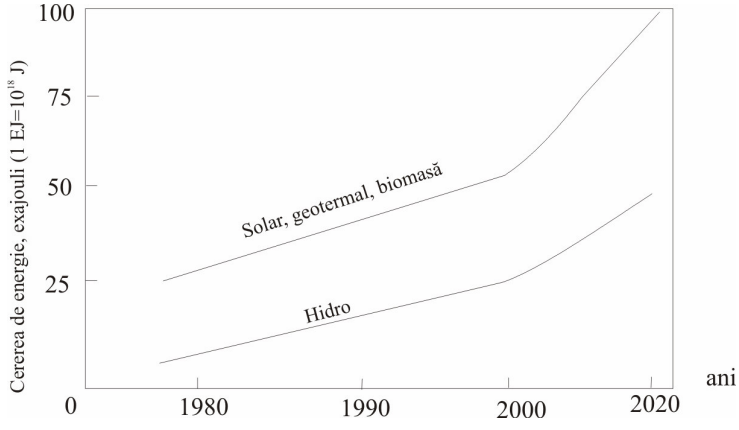


Fig. 1 .2. Producția mondială de energie din resurse regenerabile.

Tabel 1.1

Producția potențială de energie primară pe Terra

Resursa	**1972**	**1985**	**2000**	**2020**
Cărbune	66	115	170	259
Petrol	115	216	195	106
Gaze	***46***	**77**	***143***	***125***
Nuclear	2	23	88	314
Hidraulic	14	24	34	56
Petrol şi gaze neconvenționale	0	0	4	40
Regenerabile, solar, geotermal, biomasă	26	33	56	100
Total	269	488	690	***1000***

exajouli (1 EJ = 10^{18}J)

1.2.2. TOTALUL ENERGIEI ANUALE

Totalul energiei anuale obținute din resurse regenerabile — hidraulică, biomasă şi solar — este de ordinul a *15%,* fig. 1.2; de remarcat că energia din resurse hidraulice va creşte, dar cota sa parte la producția mondială de energie se estimează a se stabiliza la circa 5% la nivelul anului 2020. Energia solară şi biomasa vor rămâne la nivele nesemnificative,

probabil, deşi se spera într-o participare de aproximativ 7% din totalul alimentării cu energie pe plan mondial; la fel şi cu energia obținută din resurse geotermale (circa 2%, dar, probabil - previziunile au fost optimiste).

1.3. PROGNOZE

Extrapolarea tendinței de creştere reprezintă una din tehnicile curente utilizate în a evalua necesarul de energie la finele unei perioade; pentru *modelul Cavendish* al Univ. Cambridge s-au încercat evaluări înalte de 4,1 %, respective coborâte de 3% ale ratei de creştere a cereri mondiale de energie; ori se ştie că trebuie să existe o corelare necesară între cererea de energie şi creşterea economică şi că, probabil, se va satura progresiv la țările industrializate cererea de energie, în timp ce standardul de viață al țărilor în dezvoltare va atinge relația necesară dintre creşterea economică şi consumul energetic la nivelul care există în țările dezvoltate. Extrapolarea tendințelor de creştere a consumului de energie în diverse perioade istorice ale omenirii conduce la rezultate cu dispersie exagerată pentru consumul energetic al anului 2020. În primul rând, o creştere a ratei cererii de energie de numai 2*%/an* (1860 la 1975) conduce la o cerere de numai 700 EJ, care cu greu ar acoperi nevoile decente de trai ale populației planetei; pe de altă parte, efectul unei creşteri de 4,3%/an /1960 la 1975) conduce la un necesar de circa 2100 EJ ce întrece cu mult estimările optimiste de soluționare posibilă la nivelul anului 2020 a consumului de energie.

Concluzia este că, această tehnică de extrapolare conduce la a delimita nivelul sub care nu trebuie să scadă cererea de energie mondială. Se consideră rațional ca cererea de energie la nivelului anului 2020 să nu întreacă, rezonabil, nivelul de 1000 EJ, fig. 1.3. (de sus în jos: cererea totală de energie la nivel mondial, OECD – țări dezvoltate bazate pe economia liberului schimb, cu aprox. – țările actualmente în tranziție, țări în curs de dezvoltare inițial modeste apoi cu tendință de majorare a consumului energetic după anul 2000).

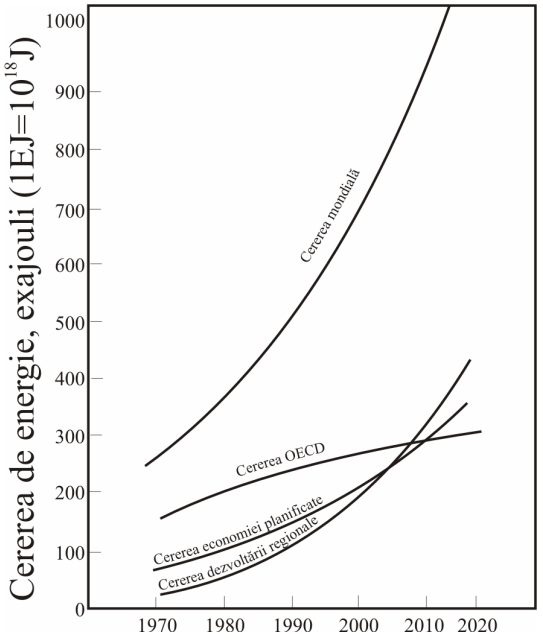


Fig. 1.3. Scenariu probabil privind evoluția mondială a consumului energetic.

1.3.1. CONSERVAREA ENERGIEI

Conservarea energiei este termenul desemnat pentru a descrie toate eforturile îndreptate spre diminuarea intensității consumului energetic şi sumează o serie de măsuri rezonabile ce se pot lua astfel încât să se elimine toate căile curente de utilizare nerațională a energiei, precum şi utilizarea potențialului care încă mai există în limitele permise de legile privind prezervarea mediului ambiant; acestea se pot rezuma astfel:

- "a face mai bine", adică ameliorări tehnologice,
- "a face cu altceva", adică a înlocui cu noi resurse energetice pe cele aflate în epuizare,
- "a face cu mai puțin", adică a opera schimbări în stilul de viață (energetic).

Cu alte cuvinte, obiectivul principal al politicii de conservare a energiei este de a realiza cel mai economic mod posibil de producție incluzând şi pe cel al energiei, în vederea optimizării la nivel global a relației de ordine care trebuie să existe între *consumul de energie* şi *creşterea economică;* se tinde deci, în toate sectoarele a se diminua cantitatea de energie încorporată per unitatea de produs intern brut PIB, adică aşa-numita *intensitate energetică.*

1.3.2. STRATEGII

Dezvoltarea strategiilor curente la scară globală de asigurare a alimentării cu energie pe o perioadă de câteva decade de aici înainte, reprezintă un merit incontestabil; problema multi-fațetă de alimentare sigură a lumii cu energie cuprinde acele aspecte ale incertitudinii creşterii economice mondiale, relațiile de ordine referitor la energia înglobată per unitatea de produs, posibile tendințe ale prețului energiei şi cererii de energie, problema elasticității prețurilor, viteza cu care resursele tradiționale pot fi produse şi timpul necesar pentru dezvoltarea tehnologiilor pentru noi resurse, viteza cu care gazele şi petrolul pot fi înlocuite pe piața energiei cu noi resurse, potențialul pentru conservarea energiei, impactul asupra mediului al producției de energie şi utilizarea sistemelor energetice naționale şi implicațiile asupra securității naționale în legătură cu alimentarea sigură/nesigură de energie. În ciuda tuturor acestor nesiguranțe, planificarea trebuie să meargă înainte, bazată pe cele mai bune surse accesibile de informare. Componentele sunt următoarele (până în anul 2020 înlocuirea extensivă cu alte resurse primare a petrolului şi gazelor – va deveni obligatorie ! fiind obținute din categoria resurselor regenerabile ca de ex. solar):

- conservarea dată de eficientizarea utilizării energiei este un factor cheie al politicii energetice în viitor, dar
- cererea masivă prognozată de energie în viitor nu poate fi satisfăcută simplu prin utilizarea mai eficientă a resurselor accesibile de energie şi, în consecință se impun următoarele elemente de spectru al strategiei privind alimentarea cu energie, legat de:
- producția maximă de resurse neregenerabile - cărbune, petrol, gaze şi material nuclear fisionabil,
- dezvoltarea semnificativă a resurselor de gaze şi petrol neconvențional,
- dezvoltarea în timp util a resurselor regenerabile ca hidro, solar, geotermal, biomasă şi *fuziune.*

1.4. ELEMENTE DE POLITICĂ ENERGETICĂ ÎN VIITOR

Aceste elemente prioritare sunt următoarele [2,3]:

1. *Decizii prompte* cu privire la asigurarea alimentării cu resurse energetice, *elementul timp* fiind *critic.*
2. Elementul top de prioritate trebuie să fie *eficientizarea utilizării* energiei.
3. *Politica de conservare* trebuie să fie condusă cu fermitate, folosind posibile mijloace

legislative şi fiscale.

4. Dezvoltarea susţinută a *programelor de substituire* a petrolului şi gazelor cu cărbune şi resurse nucleare trebuie iniţiată cât mai curând.
5. *Acorduri corespunzătoare* între guverne şi industria de asigurare cu resurse energetice pentru procurarea adecvată de capital.

Tabelul 1.2

Resursele energetice ale planetei

Re s u r s a	*Cantitatea*
Neregenerabile	
Combustibili fosili Cărbune	$10125 * 10^9$ t
Petrol	260Gt
Gaze naturale	10500 EJ
Petrol sintetic	1125 Gt
Gaz sintetic	100000 EJ
Nuclear Uraniu	$3 * 10^6$ t
Thoriu	$0,6* 10^6$t
Regenerabile	
Hidroelectric	35 EJ/an
Solar	$5 *10^6$ *EJ/an*
Geotermal	10 EJ/an

1.5. STRUCTURA RESURSELOR

Energiile dense, sunt acelea stocate deja în scoarţa terestră şi concentrate: cărbunele, petrolul, gazele naturale, uraniul; *energiile difuzate şi intermitente* sunt soarele, vântul, mările, care sunt şi regenerabile relativ rapid, faţă de energiile intermitente - lemnul, apa, energia geotermală - regenerabile într-un ritm mai lent. Tabloul condensat al discuţiei resurselor este următorul:

Cărbunele este legat de supravieţuirea energetică a planetei noastre, prin aplicarea formulei 2C, comentată şi anterior. Se fac eforturi pentru transformarea acestei resurse valoroase într-una curată, prin gazeificare şi lichefiere, atenţie sporită la transportul pe calea ferată şi maritimă spre marile termocentrale. Pentru anul 2020 este prognozată o producţie de 8,8 mld.t.

Petrolul este încă o speranţă pentru viitorul nu prea îndepărtat cu rezervele sale evaluate spre 300 Gt, fiind resursa cea mai intens exploatată în ultimele decenii. Continuă dinamica descoperirilor de noi puţuri de petrol şi coeficientul de recuperare din zăcământ.

Gazele naturale sunt estimate la un total mondial de 10.500 EJ, principalele zone producătoare fiind ţările OPEC. SUA, fosta URSS. Concurenţa pentru alternativa chimizării este evidentă.

Energia nucleară a pierdut în contextul actual caracterul său de sursă foarte dinamică de energie primară, ca urmare a accidentelor cu urmări de lungă durată de tip CNE Cernobîl, probleme legate de depozitarea deşeurilor; rezervele de thoriu sunt de aprox. 630 kt, iar de uraniu de 3 Gt.

Hidroenergia este estimabilă la scară planetară cu $35*10^{18}$ J şi reprezintă o sursă primară teoretic inepuizabilă şi concomitent asigură apa necesară centrelor populate.

Energia solară recepţionată la o putere care întrece de peste 13 000 ori puterea tuturor centralelor electrice ale planetei!! Se preconizează continuarea centralelor electrice solare CES de tipul *Solar - One* de 10 MW, SUA; pentru aplicaţii curente de apă caldă menajeră se utilizează efectul de seră, obţinând un randament de până la 60**%.** Este însă o energie difuză şi intermitentă. Bioconversia realizează conversia energetică a produselor fotosintezei prin

fermentare anaerobă, tratamente termochimice etc. obţinând combustibili solizi sau lichizi.
Energia eoliană, energia valurilor, mareelor, energia termică a mărilor şi oceanelor sunt exploatabile în zone care se pretează bine la acest gen de conversie – ţărmul mării; sunt prin excelenţă energii difuze, regenerabile.
Energia geotermală este adusă la suprafaţă prin agentul apă fierbinte sau abur, recuperând căldura din roci; sunt puţine centrale termice în lume care exploatează acest gen de conversie energetică (Larderello, Italia).
Resursele energetice secundare sunt date de ceea ce se poate recupera din căldura disipată mediului ambiant, cu scopul reutilizării în circuitul energetic util, principal: recuperarea căldurii gazelor de evacuare, căldura cedată mediului ambiant la toate instalaţiile industriale în vederea ameliorării randamentului etc.

1.6. SISTEM ENERGETIC

Se defineşte curent ca fiind ansamblul instalaţiilor de extracţie, prelucrare, conversie, transport şi distribuţie – extinse pe întreg teritoriul ţării este un *sistem cibernetic* cu legătură directă între producţie şi consum, reprezentând în mod firesc o parte a economiei naţionale.

Sistemul Energetic Naţional SEN este extins pe orizontală la nivelul întregii ţări; se sprijină pe subsistemele specifice formelor sau putătorilor de energie; rezultă că există deci subsistemul energetic al petrolului *SEP,* al cărbunelui *SEC*, al gazelor naturale *SEG* şi respectiv electroenergetic *SEE*. Principalele componente ale sectorului energetic şi relaţiile de interdependenţă sunt indicate în fig. 1.4., [4].

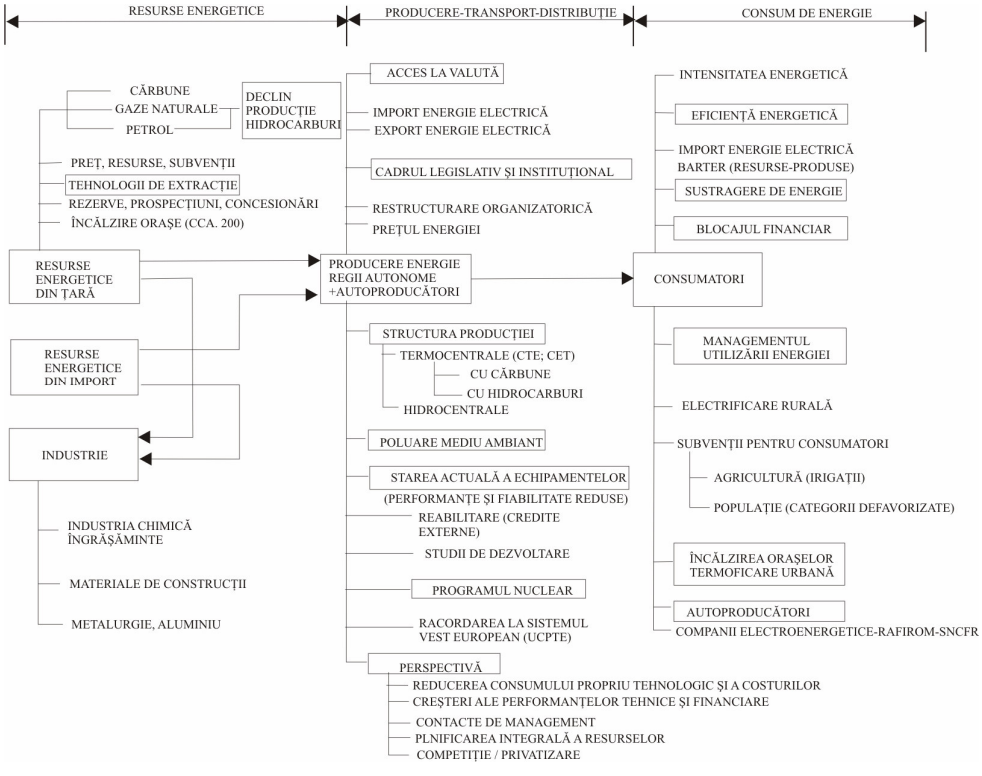


Fig. 1.4. Schema de principiu a conexiunilor dintre componentele sectorului energetic şi problematica asociată acestora.

În consecinţă, *energetica ca ştiinţă tehnică interdisciplinara,* elaborează prognoze energetice, efectuează studiul resurselor energetice, optimizează funcţionarea centralelor

electrice şi respectiv alimentarea cu energie a consumatorilor în condiţiile optimizării reţelei de transport şi distribuţie.

1.6.1. SITUAŢIA ENERGETICĂ A ROMÂNIEI

Plecând de la mici uzine locale care asigurau atât producerea cât şi distribuţia energiei produse – apărute încă din 1884, în diferite zone ale tării s-au conturat sisteme energetice locale, ulterior interconectate în anul 1958 în cadrul Sistemului Energetic Naţional SEN. Astăzi puterea electrică instalată în SEN totalizează peste 20 GW, administrativ fiind în subordinea a 36 de filiale electrocentrale (deocamdată deservite de aproximativ 50.000 de tehnicieni).

România a *fost* o ţară bogată în resurse energetice pe care le-a şi exportat până în anii '70 (resursele bogate de uraniu au fost practic epuizate la nivelul anului 1965*),* devenind apoi importator de energie electrică şi resurse energetice primare. Rezumativ, se pot prezenta următoarele informaţii grafice, astfel [5]:
Tabloul producţiei şi prognozei producţiei din resurselor energetice interne aflate în declin, este ilustrat în fig. 1.5; producţia de energie electrică este sugestiv indicată în tabelul 1.3.

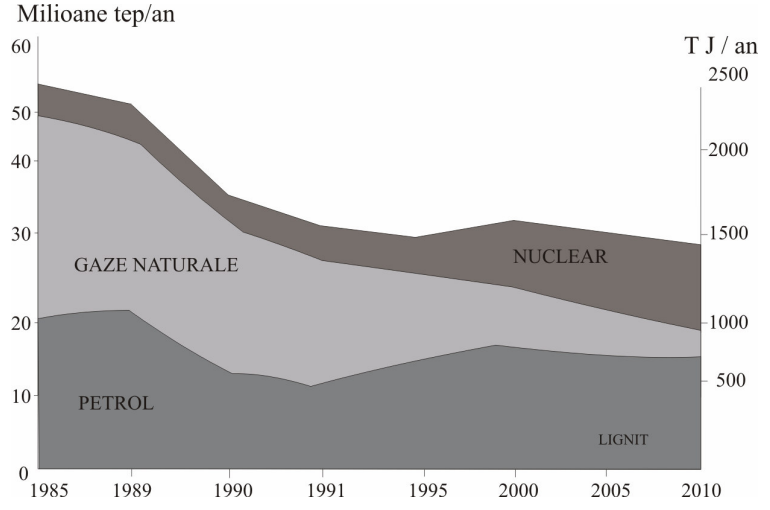


Fig. 1 .5. Dinamica resurselor energetice primare din România

Tabelul 1.3

Generare şi consum de electricitate

Sursa de acoperire	**1989**	**1992**	**1993**	**1994**	**1.995**
1.Producţie, %, din care:	87,0	89,8	94,1	95.9	93,9
• CTE/cărbune, %	35,9	37,9	39,7	41,9	39,3
• CTE/hidrocarb.,%	36,1	31,9	32,3	30,8	27,6
• CHE,%	15,0	20,0	22, 1	23,2	27,0
2. Autoproducători, %	3,6	3,0	2,6	2,8	2,3
3.Import de kWh, %	9,4	7,2	3,3	1,3	3,8
Consum intern %	100	100	100	100	100
total TWh	83,66	58,62	58,47	56,93	61,54
Putere medie/an, MW	9.550	6.692	6.675	6.499	7.025

1.6.2. STRUCTURA PUTERII ELECTRICE INSTALATE

În centralele electrice din SEN este următoarea: la un total de 21,8 GW-100% (aprox. 1kW/locuitor!), CTE pe hidrocarburi contribuie cu 7,38 GW-33,8%, cele pe cărbune cu 8,61 GW — 39,5%, iar CHE cu 5,8 GW — 26,7%. Repartizarea geografică a SEN- fig. 1.6 relevă şi o reţea puternică de linii de transport, staţii şi posturi de transformare **-** conform şi tabelului 4 de mai jos:

Reţeaua de transport şi distribuţie

Nivel tens.,kV	**750**	**400**	**220**	**110**
Linii,total km	154	4474	4134	17.900
LEC,km	-	-	-	200
Staţii+ PT	1	26	49	968
Putere,MVA	35690,6			50.010

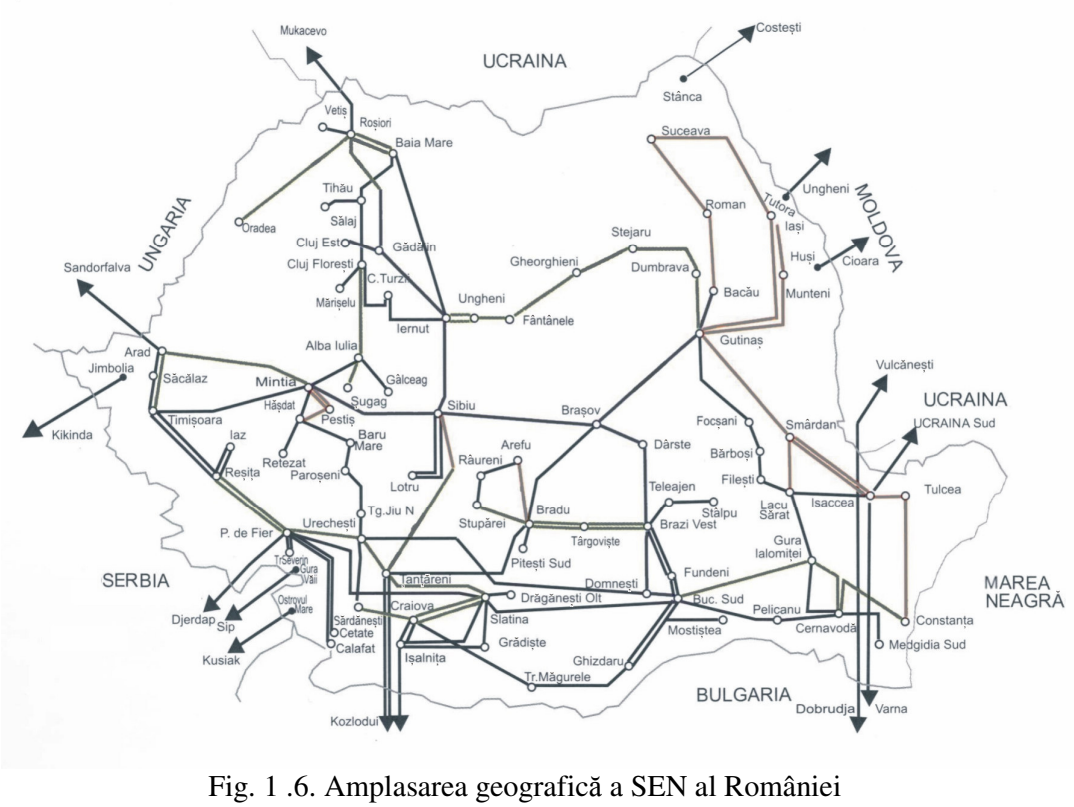


Fig. 1 .6. Amplasarea geografică a SEN al României

Referitor la *energia de origine hidro,* aceasta este de aprox. un sfert, excepţie făcând anii foarte ploioşi precum 1997, când ponderea hidroenergiei s-a ridicat la circa 40% din total. Prin coincidenţă, tot aprox. un sfert este şi ponderea hidroenergiei la scară mondială.

1.6.3. DEZVOLTAREA SISTEMULUI ENERGETIC NAŢIONAL

Dezvoltarea Sistemului Energetic Naţional (SEN) într-o concepţie logică, sistemică ţinând cont de opţiunile de dezvoltare a sectorului energetic este indicată în fig. 1.7, iar elaborarea unei strategii, în general, parcurge schema logică de principiu conform fig. 1.8.

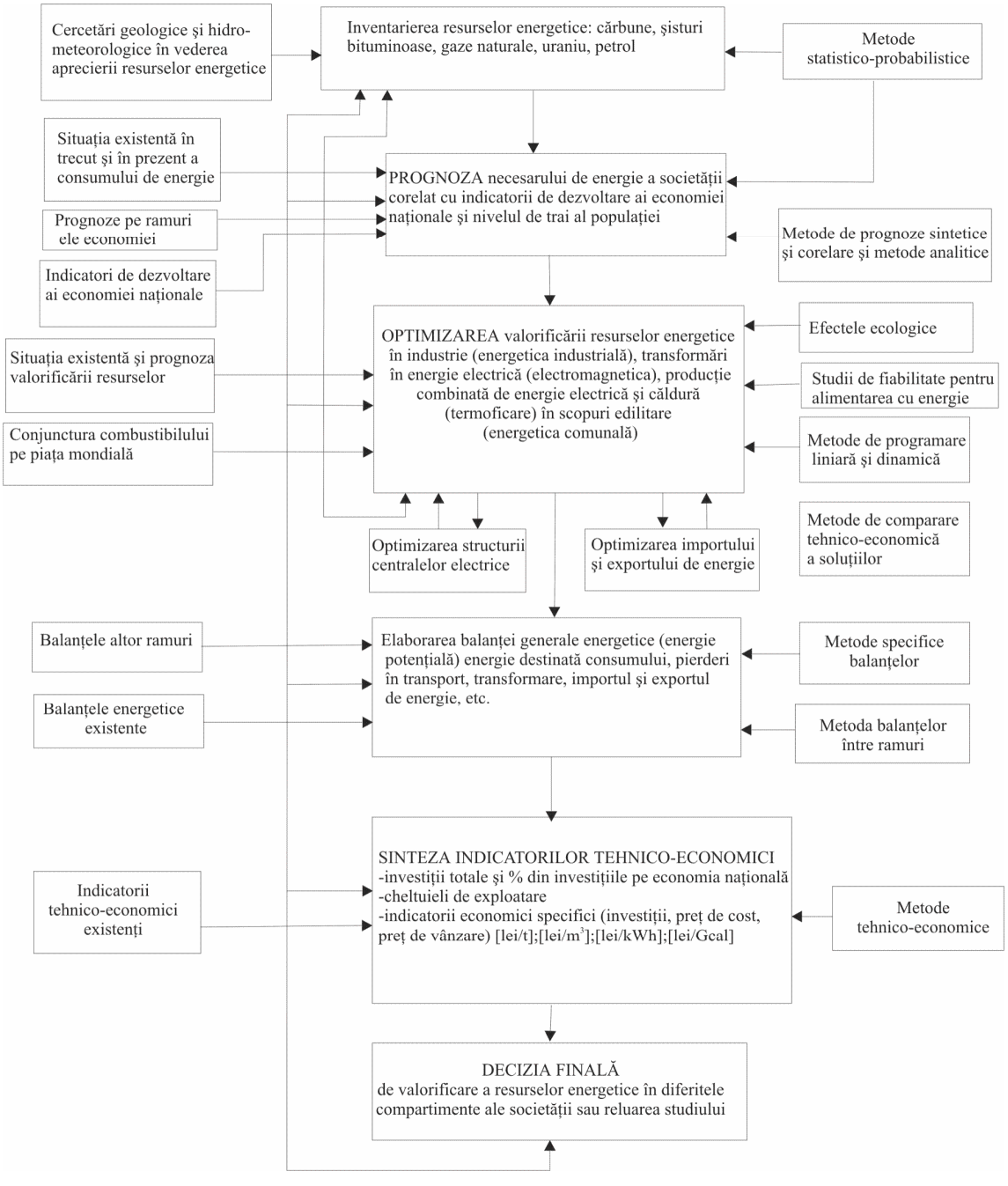


Fig. 1 . 7. Schema logică a elaborării studiilor privind dezvoltarea energetică într-o concepţie sistemică

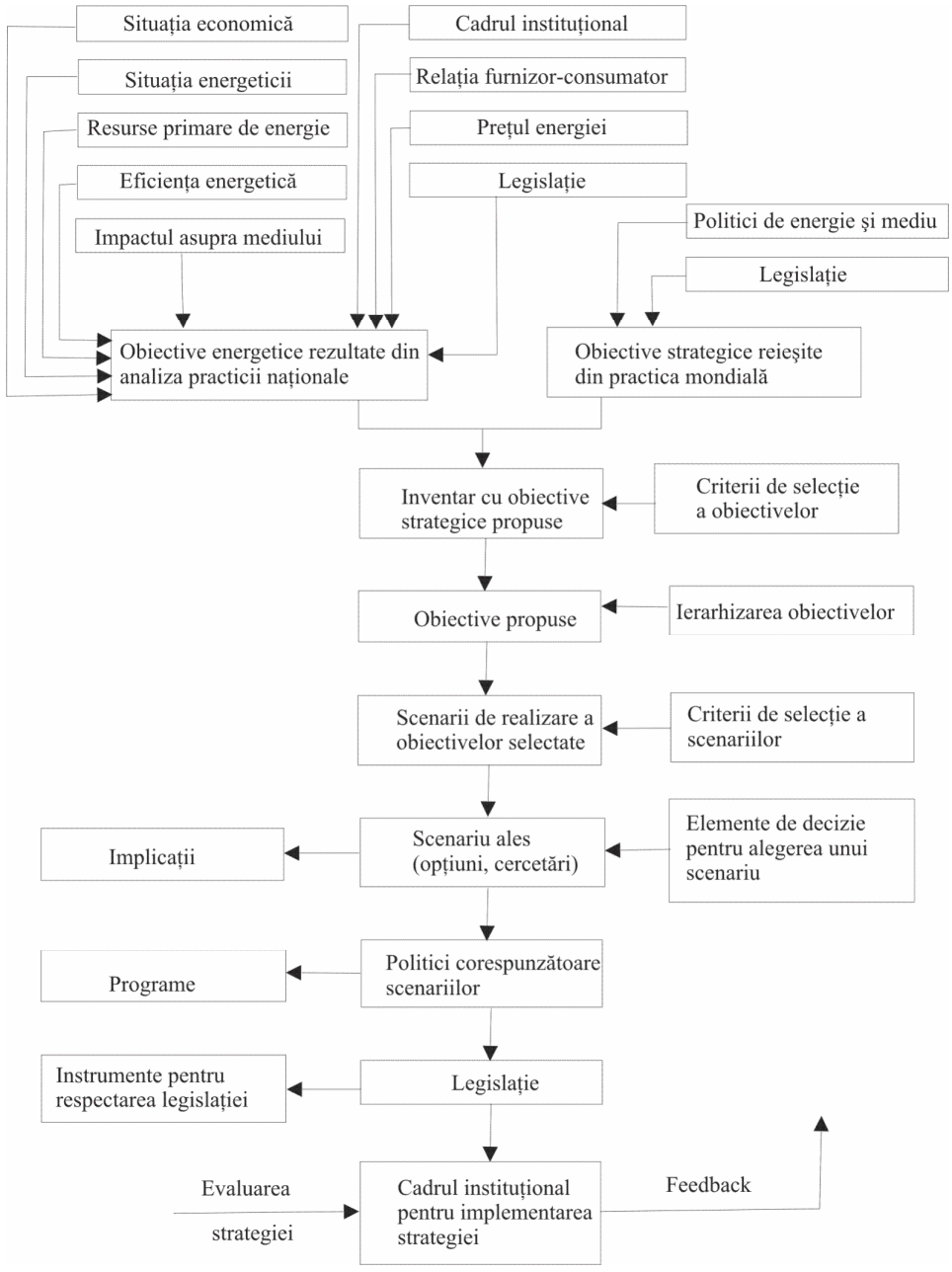


Fig. 1. 8. Schema logică generală a unei strategii

1.7. CURBE DE SARCINĂ

1.7.1. GENERALITĂȚI

Supervizarea corectă a *SEN* implică cunoaşterea modului de consum al energiei de către consumatori şi respectiv de sistem în ansamblul său; cu alte cuvinte, trebuie cunoscute *curbele de sarcină* respective pentru a putea programa/prevedea în linii mari energia ce urmează a fi generată [6,7]. Curba de sarcină *CS* electrică este reprezentarea grafică a regimului de funcţionare a instalaţiilor electroenergetice, fiind şi un excelent mijloc de caracterizare energetică a unui producător sau consumator de energie electrică; toate elementele sistemului — generatoare, transformatoare, motoare etc. precum şi staţiile electrice, reţelele şi chiar sistemul energetic naţional *SEN* în ansamblu - au propriile *CS.*

1.7.2. CLASIFICARE

După intervalul de timp şi puterea înregistrată se disting *CS* zilnice, săptămânale, anuale — de vară sau de iarnă, şi respectiv de putere activă sau reactivă (de regulă ultima urmăreşte îndeaproape pe prima, iar pierderile de energie activă rezultă din considerarea ambelor înregistrări). *CS* sunt date direct de înregistratoarele de putere activă *P* şi reactivă *Q*, respectiv indirect prin citiri orare de aparate indicatoare *(P, Q***,** sau *P, U, I)* sau contoare (Wh, VArh).

1.7.3. UTILITATE

CS sunt remarcabile prin efectuarea evidenţei circulaţiei de energie, depistarea de anomalii — cum ar fi sporirea energiei absorbite la aceeaşi producţie ca urmare a deteriorării agregatelor tehnologice etc. se poate trasa curba puterilor maxime cerute, rezultând date utile pentru proiectantul de sistem energetic referitor la dinamica de creştere a consumului energiei absorbite de consumatori şi care trebuie acoperită prin montarea de noi grupuri. În funcţie de studiul efectuat, se pot face detalieri: bunăoară, consumul industrial include şi iluminatul, iar ponderea importantă revine câtorva secţii de producţie energofage şi în consecinţă se ridică curba de sarcină pe fiecare secţie şi, dacă este cazul, pe fiecare agregat mai important în parte etc.

1.7.4. DEFINIŢII

Referitor la puterile livrate de un agregat energetic se pot face cunoscute următoarele relaţii de definiţie uzitate curent de specialiştii energeticieni; astfel, conform figurii 1.9 *(STAS* 2551-69) este vorba de [8,9]:

- $\boldsymbol{P_i}$ este puterea instalată, marcată pe plăcuţa indicatoare,
- $\boldsymbol{P_d}$ – puterea disponibilă (maximul de putere activă în regim de funcţionare de durată),
- $\boldsymbol{P_{ind} = P_i - Pd}$ – puterea indisponibilă,
- $\boldsymbol{P_{ed}}$ – puterea efectiv disponibilă (maximul de putere activă în regim de durată luând în considerare puterea indisponibilă şi reducerile trecătoare de putere),
- $\boldsymbol{P_{red,\,d} = P_d - P_{ed}}$ - reducerea de putere disponibilă,
- $\boldsymbol{P_{e,ind} = P_{ind} + P_{red,\,d}}$ - puterea efectiv indisponibilă,
- $\boldsymbol{P_u}$ - puterea utilizată (maximul de putere activă posibilă de dezvoltat de grupurile ce nu sunt în reparaţie în condiţiile definitorii pentru $\boldsymbol{P_d}$),
- $\boldsymbol{P_{d,\,rep} = P_d - P_u}$ – puterea disponibilă în reparaţie,
- $\boldsymbol{P_{inu} = P_i - P_u = P_{ind} + P_{d,\,rep}}$ - puterea inutilizabilă,

- $\boldsymbol{P_{eu}}$ - puterea efectiv utilizată (maximul de putere activă posibilă de dezvoltat de grupurile

ce nu sunt în reparație în condițiile definitorii pentru P_{ed}),

- $\boldsymbol{P_{e\ d\ rep} = P_{ed} - P_{eu}}$ - putere efectiv disponibilă în reparație,
- $\boldsymbol{P_{red\ s} = P_u - P_{eu}}$ - reducerea de putere utilizabilă,
- $\boldsymbol{P_{e,\ inu} = P_i - P_{eu} = P_{e\ ind} + P_{ed\ s}}$ – puterea efectiv inutilizabilă,
- $\boldsymbol{P_{nf}}$ – puterea nominală în funcțiune,
- $\boldsymbol{P_{e\ uf}}$ – puterea efectiv utilizabilă în funcțiune,
- $\boldsymbol{P_p}$ – puterea produsă momentan,
- $\boldsymbol{P_{rt} = P_{euf} - P_p}$ - puterea în rezervă turnantă,
- $\boldsymbol{P_{rs} = P_{eu} - P_{euf}}$ - puterea în rezervă statică,
- $\boldsymbol{P_{reu} = P_{eu} - P_p}$ - puterea în rezervă efectiv utilizabilă,
- $\boldsymbol{P_s}$ - puterea de suprasarcină (produsă peste puterea $\boldsymbol{P_i}$**).**

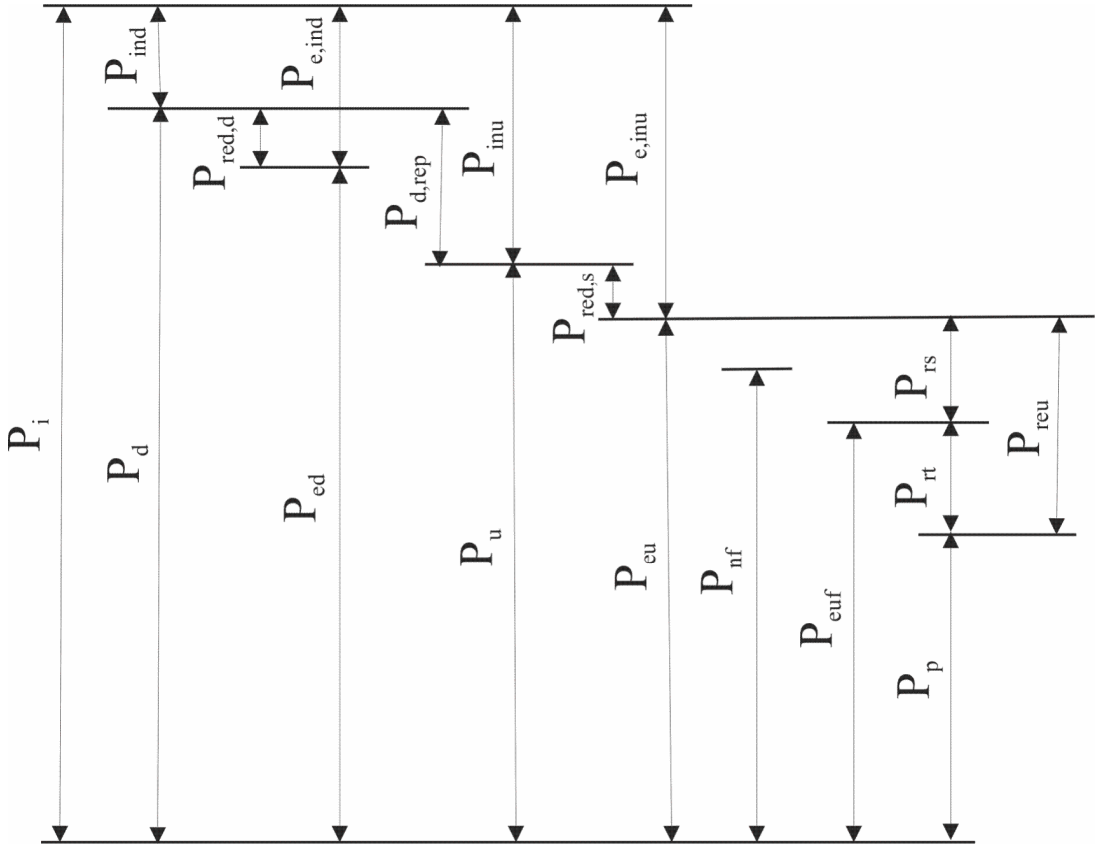


Fig. 1.9. Schema definițiilor puterilor

1.7.5. INDICI CARACTERISTICI PENTRU CENTRALELE ELECTRICE

- *Energia activă* $\boldsymbol{E_a}$ *, reactivă* $\boldsymbol{E_r}$ **-** este integrala puterii active produse $\boldsymbol{P_p}$**,** respectiv reactive $\boldsymbol{Q_p}$ în intervalul de timp $\boldsymbol{t}$ considerat (24 h — diurn, 8760 h — anual etc.), astfel:

$$E_a = \int_0^t P_p dt \qquad E_a = \int_0^t Q_p dt \ \text{[MWh, MVArh]}$$

- *Puterea medie* rezultă prin împărțirea energiei la intervalul de timp respectiv, astfel

$\boldsymbol{P}_{\mathbf{med\ zi}} = E_{\mathrm{zi}} / 24$; $\boldsymbol{P}_{\mathbf{med\ an}} = E_{\mathrm{an}} / 8760$, [kW, MW]

Aşadar, puterea medie este un nivel de putere fictiv, constant, la care dacă s-ar funcționa s-ar genera aceeaşi energie ca şi în cazul înregistrării reale.

- *Puterea medie pătratică* extinsă la intervalul temporal *T*, este:

$$P_{med\ p} = \left[(1/T) \int_0^T P_p^2 dt \right]^{\frac{1}{2}}$$

- *Curba puterilor clasate anuale* se construiesc pe baza înregistrărilor diurne considerate tipice pentru un anumit număr de zile; fiecare punct al acestei curbe clasate de coordonate *(P, t)* - indică faptul că în anul respectiv s-a funcționat intervalul de timp *t* la o putere mai mare decât valoarea ***P,*** conform figurii 1.10.

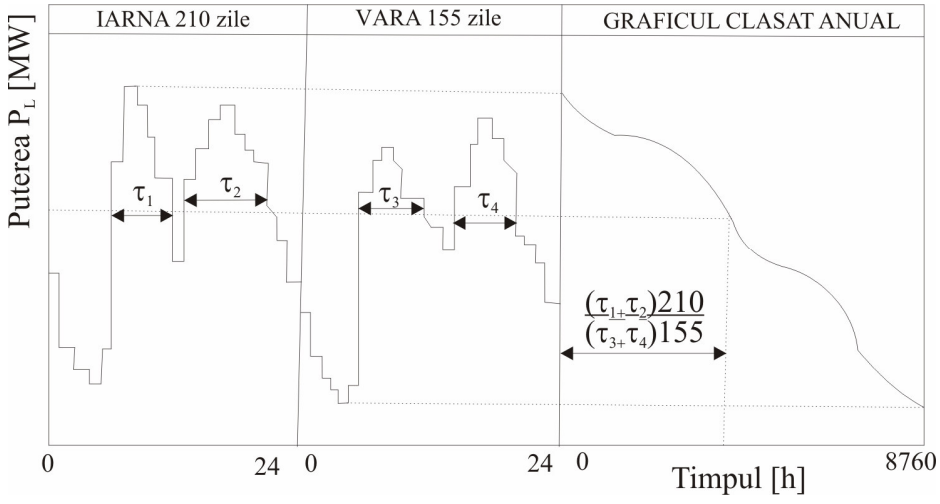


Fig. 1 .10. Ridicarea curbei puterilor clasate anuale din *CS* diurne.

- *Coeficientul de utilizare al puterii instalate* k_{Pi}

$k_{\mathrm{Pi}} = E_{\mathrm{an}}(8760\ P_{\mathrm{I}}) = P_{\mathrm{med}} / P_{\mathrm{i}}$

- *Coeficientul de utilizare al puterii maxime* k_{pmax} *(înnegrire CS)*

$k_{\mathrm{pmax}} = P_{\mathrm{med}} / P_{\mathrm{max}}$

- *Durata utilizării puterii instalate* T_{Pi}*, respectiv maxime,* $T_{p\ max}$

$T_{\mathrm{p\,i}} = E_{\mathrm{an}} / P_{\mathrm{i}}$; $T_{\mathrm{p\,max}} = E_{\mathrm{an}} / P_{\mathrm{max}}$

În fig. 1.11. se dau exemple ridicate prin metode statistice de *CS* clasate anuale pentru diferite valori ale parametrului T_{pi}, folosite atunci când *CS* diurne variază de la o zi la alta.

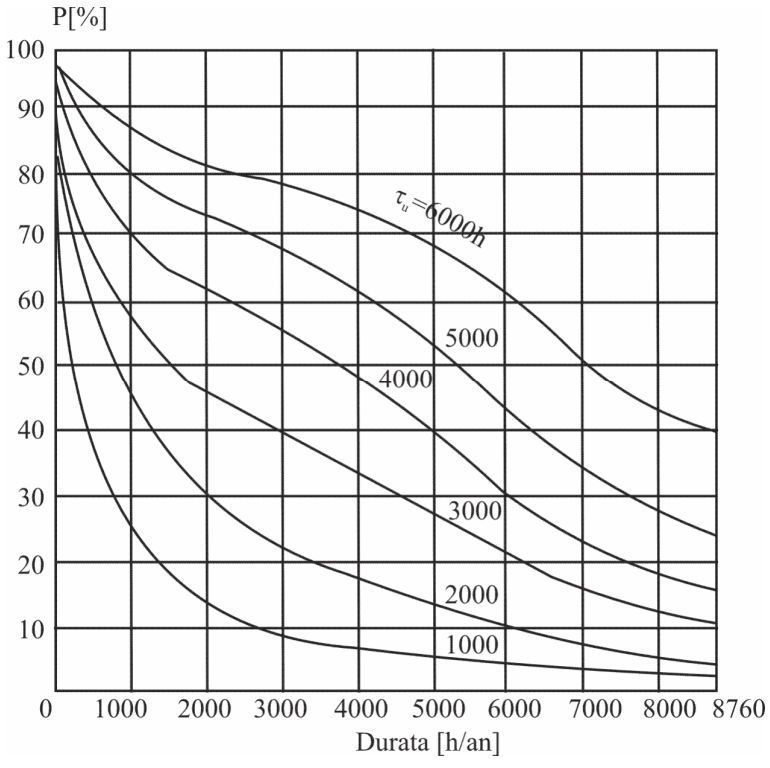


Fig. 1.11. CS clasate anual, în funcţie de diverse durate de utilizare a puterii instalate.

- *Coeficienţii de formă* ai *CS,* după curent *I* respectiv putere aparentă *S* — indică gradul de neuniformitate al înregistrării, astfel:

$$k_f = I_{med\,p} / I_{med}\ ;\ k_f = S_{med\,p} / S_{med}$$

- *Curba anuală a puterilor maxime lunare* cerute de consumatori indică perioadele în care se pot executa reviziile grupurilor energetice, fig. 1.12, astfel: la puterile maxime cerute de consumatori se adaugă consumul serviciilor interne din centrale **—** rezultând linia punctată a puterii maxime la borne P_p distanţa pe verticală între puterea efectiv disponibilă şi puterea la borne indică suma puterilor pentru rezerva turnantă statică şi respectiv puterea existentă în reparaţie. În fine, suprafaţa haşurată SA marchează diferenţa dintre puterea *efectiv disponibilă* P_{ed} şi puterea *efectiv utilizată în funcţiune* P_{euf}

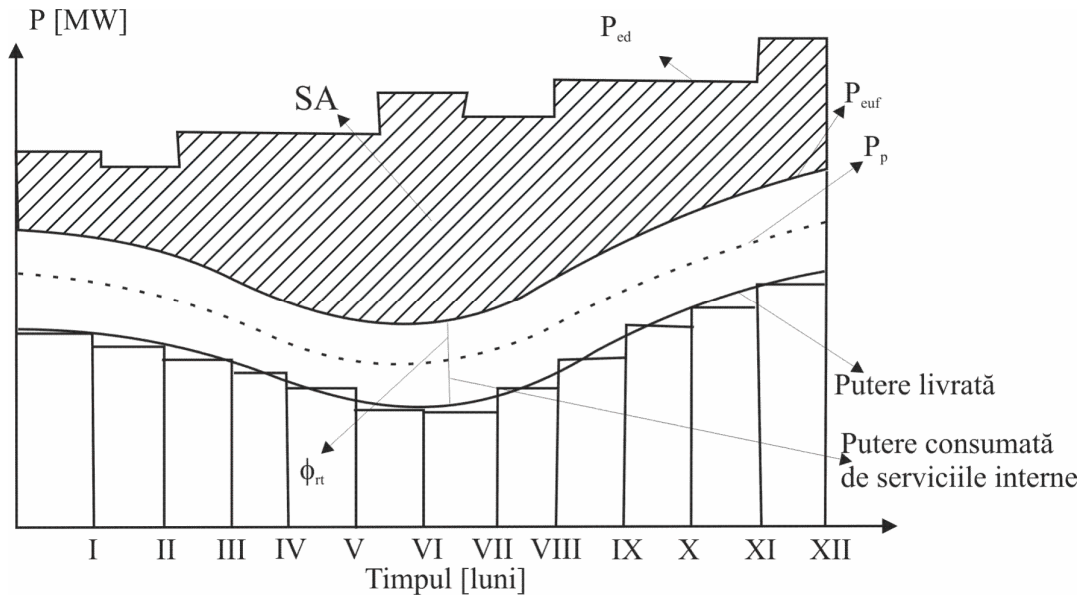


Fig. 1. 12. Machetarea CS anuale a puterilor maxime
apelate de consumatori de la o centrală electrică

Observaţie: 1 - În lipsa unui aparat înregistrator de calitate, *CS* diurnă poate fi aproximată printr-o medie a puterii produse în intervalul dintre două măsurători succesive culese de tablotar. Tipic *CS* se caracterizează printr-un vârf de putere apelat de reţea dimineaţa şi seara P_{pv} şi respectiv un gol de noapte şi de prânz $P_{p\ min}$ **-** astfel încât raportul lor subunitar reprezentând o caracteristică a modului de funcţionare, cu atât mai echilibrat cu cât se apropie de valoarea unitate; consumul urban, cel casnic şi comercial conduc de regulă la coeficienţi ce indică un dezechilibru accentuat, coeficientul respectiv putând coborî spre 0,2 (v. şi fig. 1.13).

2 - *Acoperirea CS* are loc, într-o situaţie normală de funcţionare a SEN, astfel: la bază operează CNE, CTE şi CHE pe firul apei, zona 1; ceva mai sus, CET cu grafic de producere de energie termică în sistemul de termoficare (cogenerare de energie termică şi electrică) - zona 2; zona 3 este acoperită de CTE cu grupuri de putere medie şi de CET care produc în regim de condensaţie, vârfurile CS revin ca acoperire CHE cu lac de acumulare zilnică, zona 4 precum şi CTG (în măsură mai mică), fig. 1.14.

3 - *Puterea cerută de serviciile proprii* la CTE este de 4-6-8% după cum este folosit gazul, păcura sau cărbunele, iar la CET aceste consumuri se suplimentează cu circa 2%; de remarcat, la CHE acest consum este cu un ordin de mărime mai redus, deci - practic neglijabil.

.

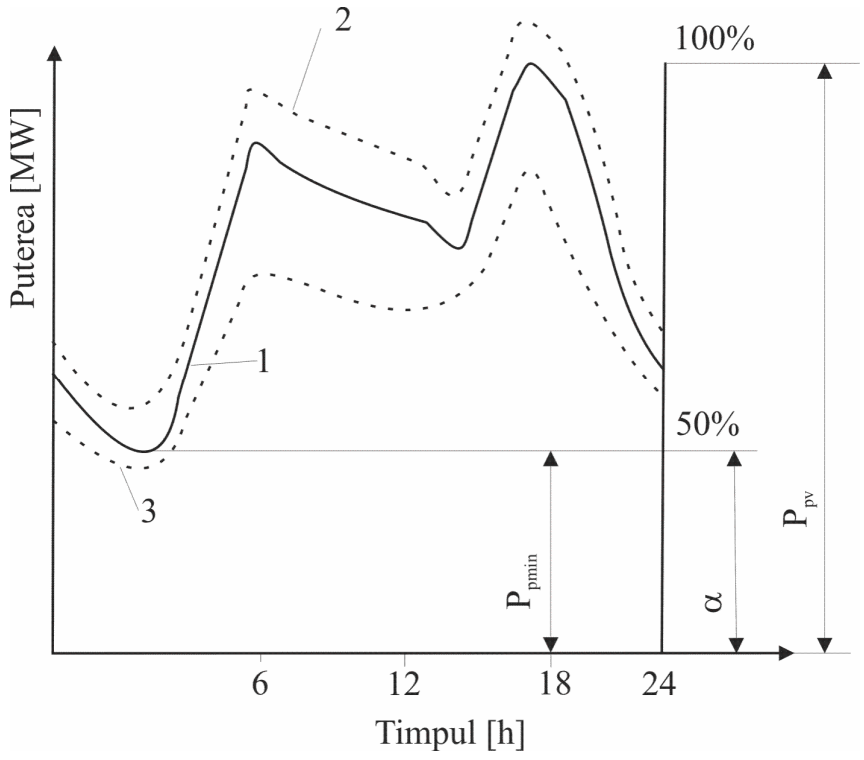


Fig. 1.13. Ridicarea CS diurne prin puncte luate ca valori de putere medie.
1 — puterea la borne; 2 — puterea necesară a fi în funcțiune; 3 — puterea apelată de consumatori.

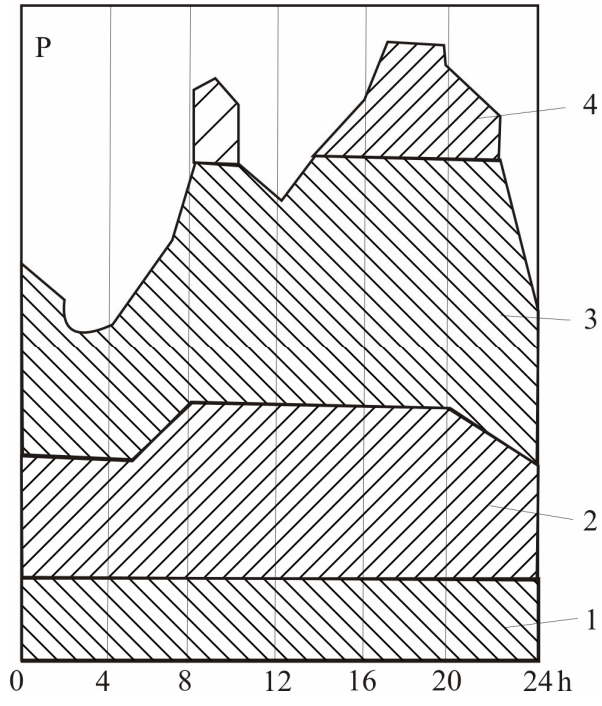


Fig. 1.14 Modul de acoperire a CS la nivelul SEN.

1.7.6. APLATIZAREA CURBELOR DE SARCINĂ

Aplatizarea Curbelor de Sarcină (CS) reprezintă un deziderat pentru funcţionarea economică a *SEN.* rezolvabil în bună măsură prin *disciplinarea* consumatorilor: planificarea funcţionării secţiilor de producţie energofage în sensul exploatării golurilor de sarcină, trecerea la lucrul în trei schimburi, aplicarea de tarife diferenţiate de noapte/zi, interconectarea cu sisteme energetice vecine (actualmente la reţeaua europeană prin sistemul *UCPTE* — în particular *LEA* 400 kV Mintia — Sibiu dotată cu aparataj primar ultramodern şi protecţii numerice – realizează în prezent tocmai o astfel de legătură).

Doar aparent, selectarea prin punctul de dispecer energetic naţional (central) DEN şi cele cinci subunităţi teritoriale DET a centralelor electrice destinate funcţionării spre un regim optim de bază, semibază, semivârf şi vârf - caută, prin machetarea CS, satisfacerea pretenţiilor unui consum mai mult sau mai puţin *disciplinat;* în ultimul timp în lume s-au depus eforturi pentru implantarea CHE cu acumulare prin pompare CHEAP. Acestea din urmă consumă energie de la reţea pe timp de noapte, pompând apa în rezervorul amonte, alternatorul operând în regim de motor sincron; dimineaţa şi seara, o parte din această energie stocată hidraulic este returnată reţelei electrice de interconexiune prin turbinare (randamentul<0,6), alternatorul operând în regim de generator sincron. Se preconizează şi la noi construirea de asemenea centrale acumulatoare de energie în viitorul apropiat, legat şi de dinamica instalării CNE [10].

1.7.7. DISPONIBILITATEA

Disponibilitatea alături de *fiabilitate* certifică starea tehnică printr-o serie de parametri, astfel:

- *Coeficientul de disponibilitate al timpului* este dat de porţiunea din timpul de observaţie cât instalaţia este capabilă să livreze energie electrică

  $D_\tau = \dfrac{\left(8760 - \tau_d - \tau_{rp}\right)}{8760}$, unde τ_d este timpul total de defectare, τ_{rp} este timpul total de reparaţii planificat.
- *Coeficientul de disponibilitate al puterii* este segmentul din puterea instalată a centralei care poate fi livrată de agregatele din centrală la un anumit moment (indiferent dacă sunt în funcţiune, rezervă statică şi turnantă); este o valoare instantanee, iar pentru calculul valorii medii a disponibilităţii de putere se efectuează media ponderată:

  $D_p = \dfrac{P_{eu}}{P_i} = \dfrac{\left(P_i - P_{e\ inu}\right)}{P_i}$,
- *Coeficientul de disponibilitate al energiei* este de forma

  $D_w = D_p \cdot D_\tau$

Evident, disponibilitatea centralei este limitată la nivelul instalaţiei cu parametrii cei mai reduşi de disponibilitate.

1.7.8. FIABILITATE

Fiabilitate — ca noţiune ataşată unei centrale electrice — se referă la cuantificarea cantitativă şi calitativă a potenţialului instalaţiilor componente de a genera energie de acord cu restricţiile de proiectare şi pretenţiile de calitate ale consumatorilor. Este caracterizată de următorii indicatori referitor atât la ansamblu cât şi la fiecare element.

- *Intensitatea de defectare* λ, respectiv de *restabilire* μ reprezintă numărul mediu de defectări, respectiv de restabiliri în unitatea de timp, conform relaţiilor:

$$\lambda = \frac{n}{\tau_F}; \quad \mu = \frac{n}{\tau_d}, \quad [s]$$

unde - *n* este numărul de elemente ce s-au defectat, respectiv s-au restabilit în intervalul de timp τ de testare; τ_F şi τ_d reprezintă timpul total de funcționare, respectiv de oprire în avarie.

- *Coeficienții de **succes p*** respectiv *de **insucces q*** în regim staționar, precum şi *numărul mediu de defectări şi restabiliri n'* în intervalul de testare τ – sunt dați de relațiile:

$$p = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)}; \quad q = \frac{\lambda}{(\lambda + \mu)}; \quad n' = \frac{\lambda\mu\tau}{(\lambda + \mu)}.$$

Analiza atentă a acestor indici sintetici indică direcția de urmat privind o exploatare atentă şi, în consecință, o proiectare ameliorată; spre exemplu, disponibilitatea cazanelor este inferioară turbinelor, iar creşterea parametrilor conduce la accentuarea diferenței etc.

2. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

2.1. CONSIDERAȚII GENERALE

Alegerea şi verificarea aparatajului primar de comutație şi măsurat, a căilor de curent precum şi stabilirea reglajelor protecțiilor prin relee este precedată în mod esențial de *evaluarea prin calcul a curenților de scurtcircuit.*

Deşi majoritatea scurtcircuitelor care au loc în practică într-un sistem electroenergetic sunt nesimetrice, scurtcircuitul simetric (trifazat) este important, deoarece conduce de regulă la solicitări dinamice şi termice mai severe (acoperitor).

Regimul tranzitoriu determinat de scurtcircuit este complicat de descris prin relații matematice exacte. Un calcul tehnic, ingineresc, se efectuează în anumite ipoteze simplificatoare, ce reduc întrucâtva precizia rezultatelor.

Se admit în general, următoarele ipoteze simplificatoare:

- miezurile sistemelor magnetice se consideră nesaturate;
- se neglijează curenții de magnetizare ai transformatoarelor şi autotransformatoarelor;
- sistemul trifazat este perfect simetric;
- t.e.m. ale surselor din sistem se consideră în fază;
- se neglijează constantele transversale - capacitățile fazelor, rezistentele de izolație etc;
- se neglijează rezistențele pentru circuitele de î.t.; se iau în considerare numai atunci când sunt peste 1/3 din valoarea reactanței echivalente;
- nu se ține seama de apariția arcului electrice la conectarea sau deconectarea aparatelor electrice ($Z_{arc} \approx 0$); stabilirea contactului şi întreruperea lui se consideră instantanee, iar elementele schemei se presupun concentrate;
- consumatorii se introduc în calcule cu aproximație;
- se ignoră pendulările generatoarelor sincrone etc.

Suplimentar, funcție de scopul pentru care se efectuează calculul curenților de scurtcircuit, se mai iau în considerare şi alte ipoteze. Astfel de exemplu, la reglarea protecției prin relee, interesează în mod deosebit valorile minime ale curenților de scurtcircuit, fapt pentru care nu se admit acele ipoteze care conduc la minimizarea valorilor numerice. Dimpotrivă, la alegerea elementelor instalațiilor electroenergetice trebuie să se cunoască cele mai mari valori ale curenților de scurtcircuit; prin urmare se pot admite ipoteze de calcul care conduc la rezultate numerice mai mari.

2.2. VARIAȚIA ÎN TIMP A CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT

Diagrama de variație în timp a curentului de scurtcircuit este complexă pentru că descrie un fenomen complex. Unele aspecte ale fenomenului se explică prin însuşi procesul de scurtcircuit, iar altele prin comportarea bizară a generatoarelor sincrone la scurtcircuit.

În vederea înțelegerii fenomenului determinat de procesul de scurtcircuit, se va admite inițial o sursă de tensiune constantă, după care se vor analiza particularitățile legate de comportarea alternatoarelor la scurtcircuit.

2.2.1. ALIMENTAREA SCURTCIRCUITULUI DE LA O SURSĂ DE TENSIUNE CONSTANTĂ

În fig. 2.1.a s-a reprezentat un circuit simplu, racordabil la o sursă de tensiune constantă printr-un întreruptor D. Se presupune că înainte de închiderea lui D, a avut loc un

scurtcircuit între punctele a - a', astfel că între sursă şi locul de scurtcircuit apare o impedanță Z mult mai mică decât impedanța de sarcină Z_s. Dacă închiderea întreruptorului D are loc la un unghi ψ, după trecerea prin zero a tensiunii alternative u, conform figurii 2.1.b, pentru deducerea regimului tranzitoriu al curentului, se scrie ecuația diferențială:

$$u = \hat{U}\sin(\omega t + \psi) = R\,i + L\frac{di}{dt} \qquad (2.1)$$

Soluția ecuației (2. 1) conține componentele forțată şi liberă:

$$i(t) = i_f(t) + i_1(t) = i_f(t) + Ae^{-\frac{t}{\tau}}$$

unde:

$\tau = L/R = X/(\omega R)$ reprezintă constanta de timp a circuitului.

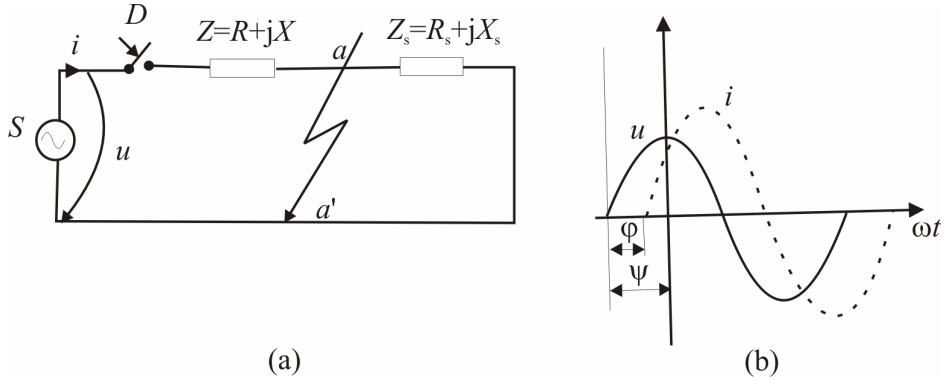


Fig. 2. 1. Închiderea pe scurtcircuit a unei surse de curent alternativ.

Pentru $t = 0$, $\quad i_{(0)} = i_{f(0)} + A$

deci $A = -i_{f(0)}$

Dar $\quad i_{f(t)} = \dfrac{\hat{U}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 t^2}}\sin(\omega t + \psi - \varphi) = \hat{I}\sin(\omega t - \alpha)$

$i_{f(0)} = -I\sin\alpha = -A, \qquad \alpha = \varphi - \psi$

În consecință, expresia generală a curentului este:

$$i(t) = \hat{I}\sin\alpha\, e^{-t/\tau} + \hat{I}\sin(\omega t - \alpha) = i_s(t) + i_p(t) \qquad (2.2)$$

conține componentele *aperiodică şi periodică.*

<u>*Discuție:*</u>

1° În cazul general, momentul închiderii lui D (caracterizat prin unghiul α pentru $\varphi = arctgL/R = const.$) este *oarecare;* interesează momentele extreme de timp. Astfel la:

$t = 0_+ : i_{ap} = I\sin\alpha, \qquad i_p = -I\sin\alpha, \qquad i = 0$

$t = \infty : i_{ap} = 0 \qquad i_p = \hat{I}\sin(\omega t - \alpha),\ i = i_p$

deci în momentul producerii scurtcircuitului - apare ca o reacţie instantanee a circuitului, componenta aperiodică (de curent continuu) care se opune valorii corespunzătoare a componentei periodice, astfel încât în primul moment curentul din circuit este nul. Adunând punct cu punct ordonatele celor două componente, rezultă curba reală a curentului de scurtcircuit aşa cum s-ar obţine dacă s-ar oscilografia fenomenul, fig. 2.2.a.

Primul maxim al curbei se numeşte curentul de şoc. Durează doar o semiperioadă deci nu poate produce efecte termice; în schimb, determină solicitări electrodinamice datorită amplitudinii sale. De efectele termice este răspunzătoare componenta alternativă care durează practic cât timp durează scurtcircuitul, întrucât componenta continuă se stinge repede, în câteva perioade; după aceasta urmează porţiunea stabilizată.

2° Cazul $\alpha = 0, (\psi = \varphi)$, deci închiderea circuitului se face când curentul ar trece prin zero. Se constată că dispare componenta de curent continuu, unda curentului de scurtcircuit având o alură simetrică în raport cu axa timpului (fig. 2.2.b) deci:

$$i_{(t)} = \hat{I} \sin \omega t$$

3° Pentru $\alpha = \frac{\pi}{2}, \left(\varphi - \psi = \frac{\pi}{2}\right)$, componenta aperiodică are valoarea maximă şi determină în acest fel şi valoarea maximă pentru curentul de şoc. Astfel curentul de scurtcircuit este:

$$i = \hat{I}\left(e^{-t/\tau} - \cos \omega t\right)$$

iar curentul de şoc este:

$$i_{şoc} = t_{t=0,01s} = \hat{I}\left(e^{-0,01/\tau} + 1\right) = I\sqrt{2}\kappa \qquad (2.3)$$

unde: $\kappa = \left(1 + e^{-0,01/\tau}\right)$ este factorul de şoc care depinde de constanta τ a circuitului în discuţie; în mod normal pentru scurtcircuit în instalaţiile de înaltă tensiune în imediata vecinătate a sursei $\kappa = 1,8$ pentru un raport $R/X \approx 0,07$. Gama de variaţie posibilă este dată mai jos:

R/X	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
κ	2.0	1.75	1.55	1.4	1.32	1.24
R/X	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	
κ	1.18	1.14	1.1	1.06	1.04	

Observaţie. La determinarea lui $i_{şoc}$ se consideră de obicei numai amortizarea componentei periodice a curentului de scurtcircuit şi se presupune că amplitudinea curentului periodic de scurtcircuit îşi păstrează valoarea iniţială supratranzitorie în timpul primei semiperioade, ceea ce este foarte aproape de realitate.

4° Cazul practic al circuitelor de înaltă tensiune este că acestea pot fi considerate pur inductive în bucle de scurtcircuit, caracterul activ fiind dat de sarcina normală care este scurtcircuitată şi deci $\varphi \approx \pi / 2$, în consecinţă:

- pentru ca $i_{şoc} = \max$, trebuie ca $\alpha = \pi / 2$, deci $\Psi = \pi$ adică momentul de conectare al scurtcircuitului să aibă loc la *trecerea prin zero a tensiunii de alimentare;*

- dimpotrivă, dacă momentul închiderii are loc când curentul trece prin zero, dispare componenta continuă şi curba curentului de scurtcircuit este simetrică (nu există curent de şoc);

Caracteristic scurtcircuitului alimentat de o sursă de tensiune constantă este faptul că amplitudinea componentei sinusoidale nu se modifică în timp (ideal).

Notă: Pentru cazul scurtcircuitului *trifazat* situaţia expusă mai sus corespunde cu situaţia unei faze, curenţii pe celelalte două faze fiind decalaţi în timp cu 2/3 rad.el.

Valorile caracteristice ale curentului de scurtcircuit sunt detaliate în figura de mai jos.

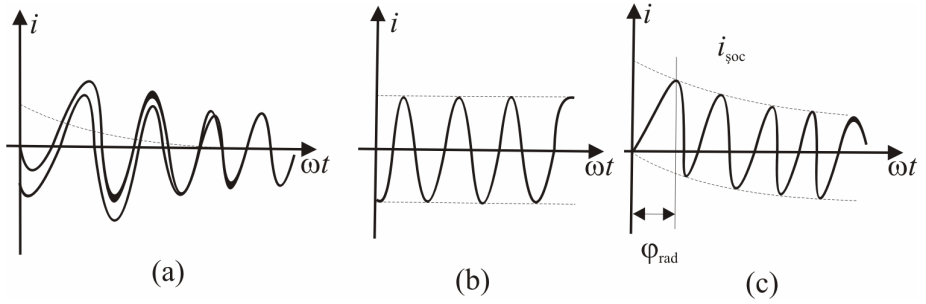


Fig. 2.2. Diagrama curentului de scurtcircuit în cazuri particulare.

a. închiderea circuitului are loc într-un moment oarecare (cazul general);

b. scurtcircuitul se produce când curentul ar trece prin zero (se observă absenţa componentei de curent continuu);

c. scurtcircuitul are loc în momentul trecerii prin zero a tensiunii de alimentare, rezultând un curent de şoc de valoare maximă

2.3. COMPORTAREA MAŞINII SINCRONE LA SCURTCIRCUIT TRIFAZAT BRUSC, APROPIAT

Scurtcircuitul trifazat brusc la bornele înfăşurărilor statorice ale unei maşini sincrone reprezintă, în ciuda duratei sale relativ scurte, un regim tranzitoriu greu pentru maşină ca şi pentru aparataj inclusiv reţeaua de legătură cu maşina, circulaţiile de curent în acest caz pot întrece valorile nominale de 10 – 15 ori. (Scurtcircuitul apropiat de generator **-** scurtcircuitul pe barele staţiei de racord, pe liniile de transport din vecinătatea staţiei centralei electrice etc. pot fi asimilate cu un scurtcircuit la bornele maşinii).

De remarcat că fenomenul unui scurtcircuit trifazat brusc diferă considerabil de cel al unui scurtcircuit permanent. Aceasta deoarece în timpul unui scurtcircuit simetric permanent, t.m.m. de reacţie a indusului are o amplitudine constantă în timp, motiv pentru care nu induce curenţi în rotor.

În timpul unui scurtcircuit brusc curenţii statorici înregistrează un salt rapid, la fel şi acţiunea lor demagnetizantă asupra rotorului, scurtcircuitul fiind o sarcină practic total inductivă pentru alternator. La fel de repede se manifestă reacţia indusului care induce curenţi liberi în înfăşurarea de excitaţie şi în circuitele amortizoare astfel încât în întrefier *fluxul rezultat rămâne neschimbat în momentul producerii scurtcircuitului.* La rândul lor, curenţii liberi din rotor influenţează curenţii din stator. Cuplajele magnetice stator - rotor, variabile în timp, datorită saturaţiei care are loc, face ca fenomenul de scurtcircuit brusc la borne să fie foarte complex.

Pentru a explica calitativ fenomenele, situaţia se poate discuta pe o maşină cu poli aparenţi cu o singură înfăşurare statorică şi care comportă de lângă înfăşurările de excitaţie propriu-zise şi o înfăşurare amortizoare după axa longitudinală. Iniţial maşina era în gol, iar la momentul *t=0* apare brusc un scurtcircuit la bornele înfăşurării statorice.

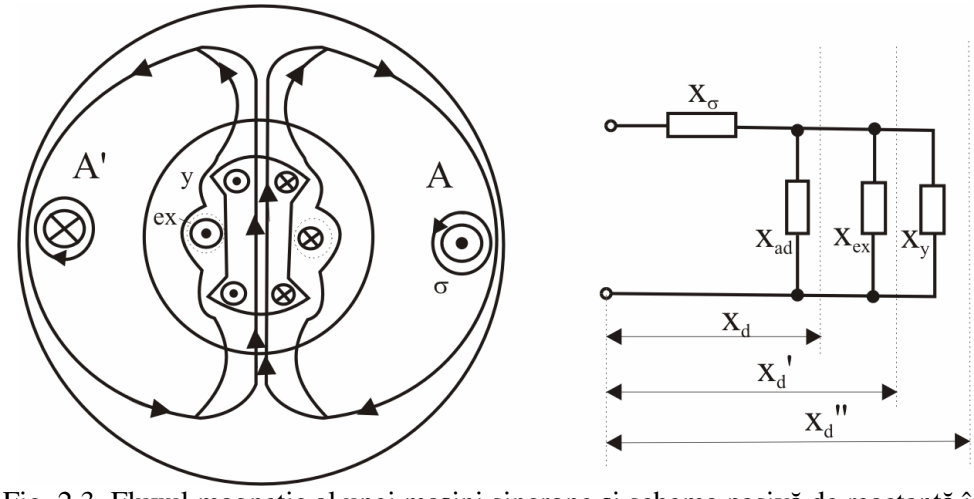


Fig. 2.3. Fluxul magnetic al unei maşini sincrone şi schema pasivă de reactanţă în momentul iniţial al unui scurtcircuit.

În vederea determinării reactanţei echivalente variabile a maşinii începând din momentul producerii scurtcircuitului, se examinează cu ajutorul figurii 2.3 permeanţa echivalentă a drumului urmat de fluxul care îmbrăţişează spira unică a fazei A-A'; dar, permeanţa Λ este proporţională cu reactanţa X.

Se observă că fluxul amintit este format din două componente: unu care urmează drumul fluxului propriu de scăpări al înfăşurării statorice notat cu Λ_σ şi altul care străbate întrefierul Λ_{ad}, pătrunde mai greu în fierul rotoric care s-a saturat între timp şi urmează, înseriate, căile fluxului de scăpări a excitaţiei Λ_{ex} şi al amortizorului Λ_y, plasat pe axa longitudinală, pentru ca apoi să străbată din nou întrefierul, îmbrăţişând faza statorică unică. În mod normal, fluxul maşinii se închide prin miezul rotoric dar în situaţia de faţă fluxul se închide mai mult prin aer decât în situaţia de regim stabilizat. Din acest motiv reactanţa echivalentă a maşinii scade cu aproximativ un ordin de mărime pentru primele momente ale scurtcircuitului. Se pot scrie relaţiile:

$$\Lambda_{ech} = \Lambda_1 + \Lambda_2 \qquad \text{(căi în } \textit{serie)} \qquad (2.4)$$

$$\Lambda_2 = \frac{1}{\frac{1}{\Lambda_{ad}} + \frac{1}{\Lambda_{ex}} + \frac{1}{\Lambda_y}} \qquad \text{(căi } \textit{în paralel)} \qquad (2.5)$$

iar

$$\Lambda_1 \approx x_\sigma$$

deci

$$X_{ech} = X_d'' = X_\sigma + \frac{1}{\frac{1}{X_{ad}} + \frac{1}{X_{ex}} + \frac{1}{X_y}} \qquad (2.6.)$$

ceea ce conduce la schema pasivă cu reactanţe din fig. 2.3 .b.

Reactanţa supratranzitorie X''_d caracterizează maşina în primele momente şi e de valoare redusă, de circa 15 – 20%. Pe măsură ce se sting curenţii liberi din rotor, fluxul pătrunde din ce în ce mai mult în fierul rotoric, deci pe un drum cu permeanţă sporită. Rezultatul este creşterea reactanţei maşinii la valoarea tranzitorie $X'_d \approx$ 28-30% şi apoi la valoarea sincronă $X_d \approx$200%. Aşadar, apar trei regimuri distincte, astfel:

a. *Supratranzitoriu* caracterizat de X''_d şi care este cel mai scurt, aproximativ cât durează curenţii liberi din amortizor. Descreşterea curentului se face cu constanta de timp

supratranzitorie $T_d^{"}$. Aşadar reactanţa supratranzitorie este reactanţa efectivă a generatorului determinând valoarea iniţială a componentei alternative a curentului de scurtcircuit.

b. *Tranzitoriu.* caracterizat de $X_d^{'} = X_\sigma + \left(X_{ad} \middle| \middle| X_{ex}\right)$ care este reactanţa efectivă determinând curentul iniţial care ar circula dacă nu ar exista rapida descreştere a componentei supratranzitorii. Corespunde perioadei mai lungi de stingere a curenţilor liberi din rotor cu constanta de timp $T_{d0}^{'}$, după ce s-au stins rapid curenţii liberi din amortizor, $\left(X_y \to \infty\right)$.

c. *Stabilizat de scurtcircuit,* caracterizat de $X_d^{'} = X_\sigma + X_{ad}$ când fluxul reintră pe drumul normal prin fierul rotoric, $\left(X_{ex}, X_y \to \infty\right)$*;* începe la terminarea regimului tranzitoriu şi sfârşeşte atunci când este eliminat scurtcircuitul (v. şi fig 2.4.).

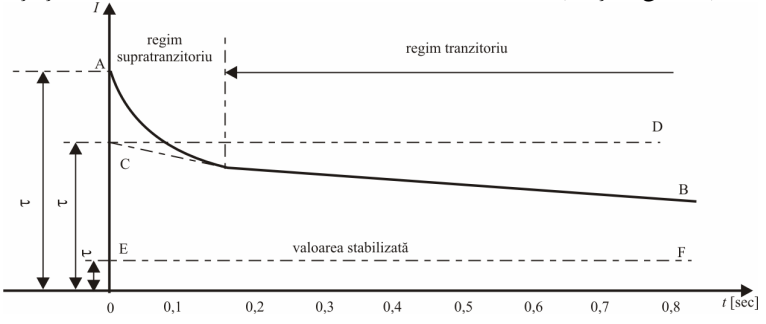


Fig. 2.4 Componenta alternativă (valoare efectivă) a curentului de scurtcircuit din înfăşurarea statorică a unui compensator sincron 30 MVA.

În teoria maşinii sincrone se dă expresia curentului de scurtcircuit trifazat brusc la borne din faza a, maşina fiind anterior în gol:

$$i_a = U_m\left[\frac{1}{X_d} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d}\right)e^{-t/T'_d} + \left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X_d}\right)e^{-t/T''_d}\right]\cos(\omega_0 t + \lambda)$$
$$- \frac{U_m}{2}\left(\frac{1}{X''_d} + \frac{1}{X''_q}\right)e^{-t/T_a}\cos\lambda \qquad (2.7)$$
$$- \frac{U_m}{2}\left(\frac{1}{X''_d} + \frac{1}{X''_q}\right)e^{-t/T_a}\cos(2\omega_0 t + \lambda)$$

în care : U_m este tensiunea pe fază;

X_d, X_q sunt reactanţele longitudinală şi transversală;

T, λ sunt constanta de timp, respectiv unghiulară.

Astfel, curentul dat de curba AB din fig. 2.4. poate fi împărţit în trei regimuri, corespunzător celor trei termeni din interiorul parantezei pătrate din expresia (2.7).

Curentul stabilizat de scurtcircuit, indicat prin linia punctată EF, este U_m/X_d, Componenta tranzitorie, indicată prin linia întreruptă CB, are o valoare iniţială EC = $U_m/X_d^{'}$ - U_m/X_d şi descreşte cu constanta de timp $T_d^{'}$. Componenta supratranzitorie, dată de intersecţia între AB şi CB, are o valoare iniţială CA = $U_m/X_d^{"}$ - $U_m/X_d^{'}$ şi descreşte cu constante de timp $T_d^{"}$. Cele cinci componente ale curentului de scurtcircuit sunt consemnate în tabelul 2.1.

Deşi faza curentului alternativ de scurtcircuit este dependentă de parametrul λ, şi diferă în cele trei faze, valoarea efectivă este însă aceeaşi în toate cele trei faze. Valoarea iniţială, obţinută pentru $t = 0$, este $U_m/X_d^{"}$. O dată cu trecerea timpului, curentul descreşte, la început rapid (zona supratranzitorie), apoi mult mai încet (zona tranzitorie) şi în final se

stabilizează la o valoare de regim permanent de scurtcircuit.
De regulă componenta ultimă se neglijează, ea fiind funcţie de disimetria maşinii după axele d, q. *Componenta continuă* din unda curentului de scurtcircuit statoric induce în înfăşurarea de excitaţie (rotativă) o t.e.m. alternativă care se regăseşte în oscilograma curentului rotoric în timpul scurtcircuitului statoric, fig. 2.5.

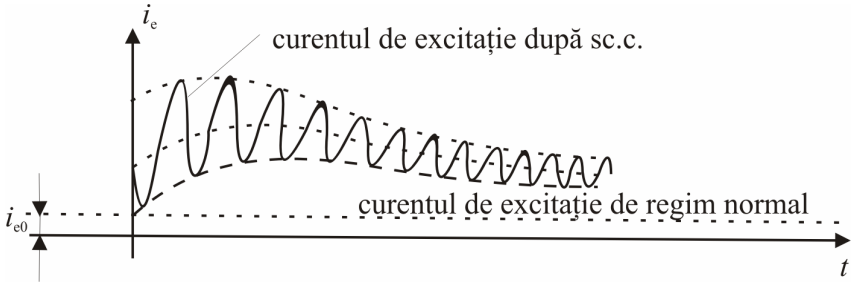


Fig.2.5 . Oscilograma curentului de excitaţie după un scurtcircuit statoric.

Expresia curentului de excitaţie începând din momentul producerii scurtcircuitului statoric este dată sub forma:

$$i_e = i_\infty + i_\infty \left(\frac{X_d - X'_d}{X'_d} \right) \cdot \left[e^{-t/T'_d} - \left(1 - \frac{T_{Kd}}{T''_d} \right) e^{-t/T''_d} - \frac{T_{Kd}}{T''_d} e^{-t/T_a} \cos \omega_0 t \right] \quad (2.8)$$

Tabelul 2.1.

Componentele curentului de scurtcircuit

Componenta	Valoare iniţială	Frecvenţa	Constanta de timp
Componente alternative			
1. Stabilizată	$\frac{U_m}{X_d}$	fundamentală	-
2. Tranzitorie	$\frac{U_m}{X'_d} - \frac{U_m}{X_d}$	fundamentală	T_d'
3. Subtranzitorie	$\frac{U_m}{X''_d} - \frac{U_m}{X''_d}$	fundamentală	T_d''
Alte componente			
4. Asimetrică	$\frac{U_m}{X_m} \cos \lambda$	zero	T_a
5. De armonică 2	$\frac{U_m}{X_n}$	dublă	T_a

Observaţie: Rezultă deci, că în calculele de scurtcircuit, maşinile sincrone se consideră prin reactanţa lor supratranzitorie X_d'' **<<** X_d şi respectiv prin t.e.m. supratranzitorie U_e''. Valorile lor se indică în cataloage. În lipsa lor se pot admite valori medii, precum sunt cele din tabelul 2.2 de mai jos.

Tabelul 2.2.

Valori medii pentru reactanţele de bază ale maşinilor sincrone

Tipul generatorului sincron / reactanţe, [u.r.]	x_d''	x_d'	x_d
Turbogenerator	0,l25	0,40	2,1
Hidrogenerator cu înfăşurări de amortizare	0,20	0,37	1,2
Hidrogenerator fără înfăşurări de amortizare	0,27	0,35	1,2
Compensatoare sincrone	0,12	0,18	1,3

În concluzie: În timpul procesului tranzitoriu de scurtcircuit, generatorul sincron intervine cu o reactanţă variabilă care, în momentul producerii scurtcircuitului are valoarea minimă (X_d''), iar după amortizarea proceselor tranzitorii din maşină ajunge la valoarea maximă, (X_d). La fel şi t.e.m a maşinii trebuie considerată ca o mărime variabilă în raport cu timpul pe perioada scurtcircuitului.
Diferenţa între curentul de scurtcircuit supratranzitoriu şi cel stabilizat este cu atât mai mare, cu cât scurtcircuitul are loc, mai aproape de alternator. Dimpotrivă, dacă distanţa electrică între alternator şi punctul de scurtcircuit este mare, reactanţa generatorului devine neglijabilă faţă de reactanţa exterioară dintre generator şi locul de scurtcircuit astfel încât curentul supratranzitoriu devine practic egal cu cel stabilizat.

2.4. INFLUENŢA CONSUMULUI ASUPRA CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT

Pentru motoare şi compensatoare sincrone se aplică aceleaşi consideraţii ca mai sus; pentru motoarele asincrone, care alcătuiesc majoritatea consumatorilor, contribuţia lor este sensibilă la curentul de şoc şi la curentul tranzitoriu care urmează a fi rupt de un eventual întreruptor aşa cum se indică în paragraful 2.6. privind metodologia practică de calcul a curenţilor de scurtcircuit. În orice caz, contribuţia motoarelor asincrone este vizibilă în prima parte a curentului de scurtcircuit datorită stingerii rapide a câmpului propriu începând din momentul producerii scurtcircuitului.

2.5. CONSIDERAREA SISTEMULUI ELECTROENERGETIC ÎN CALCULUL CURENŢILOR DE SCURTCIRCUIT

Aportul sistemului trebuie judecat numai în raport cu punctul de scurtcircuit. Dacă se cunoaşte curentul I_K'' sau puterea supratranzitorie S_K'' la un scurtcircuit trifazat într-un punct oarecare al sistemului, se poate determina reactanţa echivalentă în raport cu acest punct pentru sistem:

$$X_S = \frac{CU_n}{\sqrt{3}I_K''} = \frac{CU_n^2}{\sqrt{3}S_K''} \qquad (2.9)$$

unde
C = 1,1 pentru reţele cu $U_n < 400$ kV; C=1, dacă $U_n = 400$ kV.
Sistemul se introduce în schema de calcul printr-o reactanţă X_s determinată prin relaţia (2.9), având în spatele ei o t.e.m. CU_n . Sistemul electroenergetic se consideră în acelaşi fel atât la calculul curentului de scurtcircuit cât şi la calculele curentului de scurtcircuit stabilizat.

2.6. METODOLOGIE PRIVIND CALCULUL CURENŢILOR DE SCURTCIRCUIT

2.6.1. GENERALITĂŢI

Calculul curenţilor de scurtcircuit este necesar pentru:
a) dimensionarea instalaţiilor energetice noi şi verificarea celor existente în condiţiile dezvoltării sistemului energetic;
b) stabilirea reglajelor protecţiei prin relee din instalaţiile electrice;
c) determinarea influenţei liniilor electrice de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicaţii

Curenţii de scurtcircuit au, în general, valori mult mai mari decât curenţii nominali ai circuitelor şi se manifestă prin efecte termice, dinamice şi de inducţie prin cuplaj; a ignora aceste efecte înseamnă a pune în pericol stabilitatea echipamentelor şi instalaţiilor, a neglija securitatea personalului de exploatare.

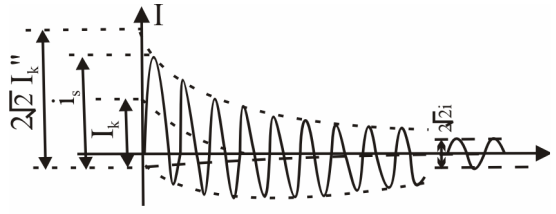
Pentru a putea evalua aceste efecte ale curenților de scurtcircuit este necesar de a cunoaşte ce sunt curenții de scurtcircuit, metodologia de calcul.

2.6.2. CURENȚII DE SCURTCIRCUIT

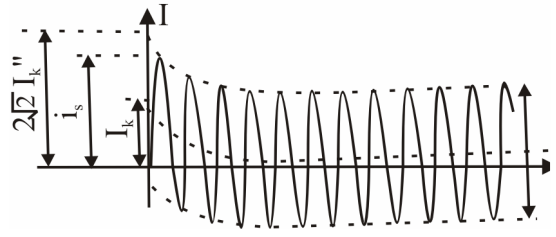
Scurtcircuitul reprezintă *legătura galvanică,* voită sau întâmplătoare, între două puncte ale unei instalații electrice cu potențiale diferite în regimul anterior. Curentul de scurtcircuit este curentul care trece prin locul de defect în timpul scurtcircuitului. După cum rezultă din fig.2.6.

Curentul de scurtcircuit variază diferit în timp, funcție de depărtarea electrică a sursei (generatorul) față de locul de defect.

În general se remarcă faptul că inițial curentul de scurtcircuit este asimetric față de axa de timp şi poate fi descompus într-o *componentă periodică* (simetrică) şi o *componentă aperiodică* sau de curent continuu [1,2].



a) Scurtcircuit apropiat de generator



b) Scurt circuit depărtat de generator

Fig. 2.6. Variația în timp a curentului de scurtcircuit.

Componenta periodică are o frecvență egală cu cea de exploatare şi scade de la o valoare inițială I_k'' până la o valoare permanentă I_k în cazul unui scurtcircuit apropiat de generator şi este aproximativ constantă pe durata scurtcircuitului ($I_k'' = I_k$), în cazul unui scurtcircuit depărtat de generator.

Componenta aperiodică - I_o - este componenta curentului de frecvență nulă (de curent continuu), determinată de variația fluxului statorului.

Valoarea inițială a componentei periodice I_k'' - este valoarea sa efectivă în momentul producerii scurtcircuitului.

Pentru dimensionarea şi verificarea instalațiilor electrice la solicitările de scurtcircuit este necesar calculul curenților de scurtcircuit trifazat sau monofazat cu ajutorul următoarelor formule:

$$I''_{k_3} = \frac{C \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_d} \qquad (2.10)$$

$$I''_{k_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot C \cdot U_N}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z} \qquad (2.11)$$

în care: C – este factor care ține seama de diferența între tensiunea aplicată la locul de defect (în momentul anterior defectului) şi tensiunea nominală (U_N),

C = 1,1 pentru tensiunile de 6 - 220 kV,

C = 1,0 pentru tensiunea de 400 kV.

Z_d, Z_i, Z_h - sunt impedanţele echivalente *directă, inversă* şi *homopolară* la locul de defect, exprimate în ohmi;

Z - este impedanţa arcului electric (se consideră numai în anumite cazuri, cum ar fi calculele de influenţă sau la verificarea stabilităţii termice a LEA).

Dacă în locul impedanţelor se iau reactanţele şi cum în general, avem $X_d = X_i$. $Z = 0$, funcţie de raportul X_h/X_d, în calcule se va considera:

$I_k'' = I_{k3}''$, când $X_h/X_d > 1$ $\quad (I_{k3}'' > I_{k1}'')$ - (cazul general)

$I_k'' = I_{k1}''$ când $X_h/X_d < 1$ $\quad (I_{k3}'' < I_{k1}'')$

Curentul de şoc – $i_ş$ - este cea mai mare valoare instantanee a curentului după producerea scurtcircuitului. Această valoare depinde de valoarea şi faza tensiunii electromotoare în momentul producerii scurtcircuitului.

Curentul de şoc, de care se ţine seama la verificarea stabilităţii dinamice a aparatelor electrice şi a căilor de curent, se determină cu formula:

$$i = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k''$$
$$i_ş = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \qquad (2.12)$$

în care:

- κ este coeficientul de şoc sau factorul de amortizare a componentei de curent continuu (se determină conform fig.2.7, funcţie de raportul R/X al impedanţei echivalente de la sursă la locul de scurtcircuit; de regulă, raportul R/X= 0,1 , rezultând pentru κ valoarea de 1,8).

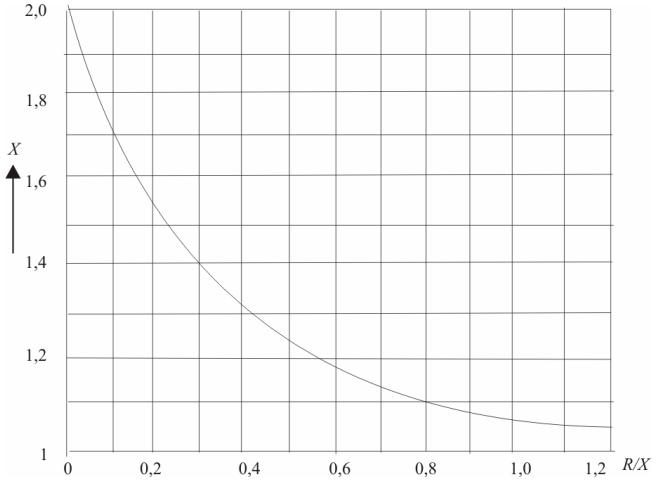


Fig. 2.7. Determinarea coeficientului de şoc κ

Valoarea permanentă - I_k - a curentului de scurtcircuit este valoarea sa efectivă, care se stabileşte după trecerea regimului tranzitoriu. Această valoare depinde de reactanţele maşinilor generatoare şi ale reţelei, precum şi de caracteristicile sistemului de reglaj al excitaţiei generatoarelor.

În cazul scurtcircuitului trifazat, curentul permanent se determină cu formula:

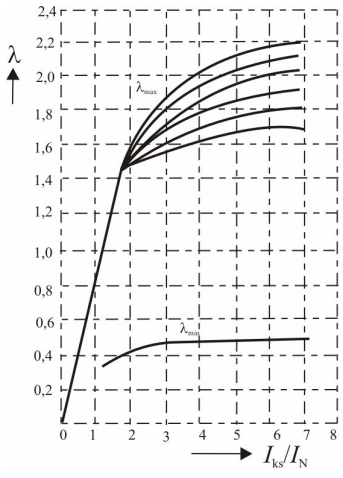
$$I_k = \lambda I_N \qquad (2.13)$$

în care: λ - este un factor care ţine seama de plafonul excitaţiei generatorului şi are valorile indicate în fig. 2.8 (pentru turbogeneratoare TG) şi fig. 2.9. (pentru hidrogeneratoarele HG cu poli aparenţi).

λ_{max} - corespunde plafonului maxim de excitaţie considerat de 1,3 u.r. pentru TG şi de 1,6u.r. pentru HG;

λ_{min} - corespunde mersului în gol (lipseşte tensiunea de excitaţie) - (se foloseşte în cazuri speciale – *Calcule de reglaje protecţii)*

X_d - reactanţa sincronă a maşinii.



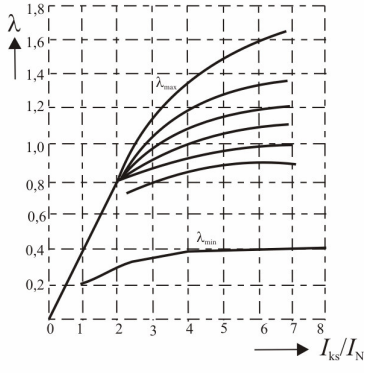


Fig.2.8. Factorul $\lambda_{max}, \lambda_{min}$ la TG Fig.2.9. Factorul $\lambda_{max}, \lambda_{min}$ la HG.

În cazul surselor puternice, îndepărtate de locul de defect (sistemul din punctul de racord):

$$I_k = I_k \qquad (2.\ 14)$$

În afara curenţilor de scurtcircuit de mai sus, pentru dimensionarea şi verificarea instalaţiilor energetice este necesar şi calculul următoarelor valori:

Curentul de declanşare - I_a - care este valoarea efectivă a componentelor periodice a curentului de scurtcircuit care trece prin întreruptor în momentul primei separării a contactelor. În cazul scurtcircuitului trifazat, curentul de declanşare se calculează cu formulele:

- pentru curentul de declanşare furnizat de generatoare, motor şi compensatoare sincrone:

$$I_a = \mu I_k'' \qquad (2.\ 15)$$

- pentru curentul de declanşare furnizat de motoare asincrone:

$$I_a = \mu q I_k'' \qquad (2.\ 16)$$

- pentru curentul de declanşare furnizat de surse puternice îndepărtate de locul de defect (sistemul):

$$I_a = I_k'' \qquad (2.\ 17)$$

În formulele de mai sus, μ şi q sunt definiţi astfel:

μ - este un factor de atenuare a componentei periodice a curentului de scurtcircuit ţinând seama de timpul de declanşare "t_m" (fig. 2.10);

q - este un factor ce ţine seama de stingerea rapidă a curentului debitat de motoare ca urmare a lipsei câmpului propriu de excitaţie (fig.2.11).

Timpul de declanşare se va considera, de regulă - 0,1 s.

Curentul mediu echivalent - I_m - al scurtcircuitului care are acelaşi efect termic în timp de 1s, ca şi curentul de scurtcircuit real pe durata cuprinsă între apariţia scurtcircuitului şi până la întreruperea curentului (timpul de declanşare total).

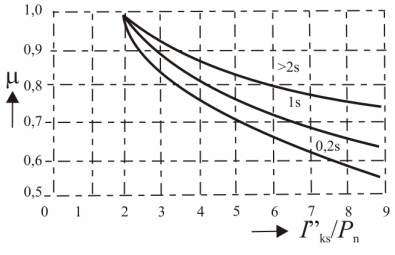


Fig.2.10. Factorul "μ"
P_n - puterea motorului

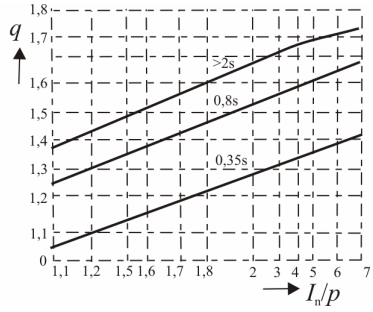


Fig.2.11. Factorul "q"
p - nr. de perechi de poli

Curentul mediu echivalent de care se ține seama la verificarea stabilității termice a aparatelor electrice şi a căilor de curent, se determină cu formula:

$$I_m = I_k^{''} \cdot \sqrt{(m+n)\cdot t} \qquad (2.18)$$

în care:

m - este un coeficient care ține seama de aportul componentei aperiodice a curentului de scurtcircuit (fig. 2.12),

n - este un coeficient care ține seama de variația în timp a valorii eficace a componentei periodice (fig. 2.13),

t - timpul de declanşare total corespunzător protecției de bază, dar nu mai mic de 1 s pentru căile de curent din centrale şi stații (exclusiv linii).

În cazurile în care, după declanşarea întreruptorului la defect, urmează una sau mai multe anclanşări succesive, curentul mediu echivalent total este dat de relația:

$$I_{m_i} = \sqrt{I_{m_1}^2 + I_{m_2}^2 + ... + I_{m_n}^2} \qquad (2.19)$$

în care:

$I_{m_1}, I_{m_2}, ..., I_{m_n}$ - sunt curenții medii echivalenți pentru intervalele de timp în care întreruptorul este străbătut de curentul de defect.

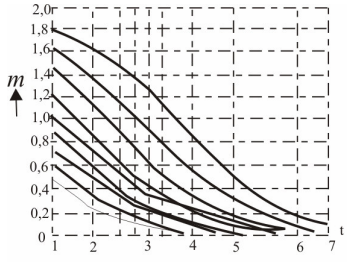


Fig. 2.12. Coeficientul *"m"*

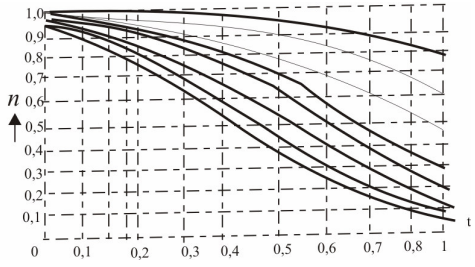


Fig 2.13. Coeficientul *"n"*

Curentul prin pământ - I_p, - de care se ține seama la dimensionarea prizelor de pământ şi la verificarea influențelor prin cuplaj şi care este:

- un curent de scurtcircuit, în cazul rețelelor cu neutrul legat direct la pământ;
- un curent capacitiv sau de dublă punere la pământ, în cazul rețelelor cu neutrul izolat sau tratat cu bobină de stingere.

În cazul rețelelor cu neutrul legat direct la pământ, curentul prin pământ se determină cu formulele:

- în cazul scurtcircuitului bifazat, cu pământul:

$$I_p = I''_{k_{2_p}} = \frac{\sqrt{3} \cdot C \cdot U_N}{Z_d + (Z_h + 3Z) \cdot \left(1 + \frac{Z_d}{Z_i}\right)} \qquad (2.20)$$

- în cazul scurtcircuitului monofazat:

$$I_p = I''_{k_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot C \cdot U_N}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z} \qquad (2.21)$$

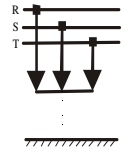
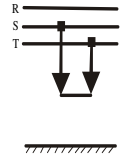
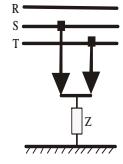
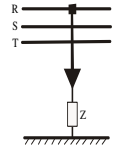
Dacă în locul impedanţei se iau reactanţele şi cum, în cazul general, $X_d = X_i$, z=0, funcţie de raportul X_h / X_d - în calcule se va considera:

$I_p = I''_{k_{2_p}}$ când $\frac{X_h}{X_d} < 1 \quad \left(I''_{k_{2_p}} > I''_{k_1}\right)$ şi $I_p = I''_{k_1}$ când $\frac{X_h}{X_d} > 1 \quad \left(I''_{k_{2_p}} > I''_{k_1}\right)$

În tabelul 2.3. se indică recapitulativ formulele pentru calculul principalelor valori ale curenţilor de scurtcircuit I_k'', I_a, I_k şi $i_ş$ pentru scurtcircuite simetrice şi nesimetrice, impedanţele fiind exprimate în ohmi şi respectiv în u.r. (vezi capitolul 2.6.4.)

Tabelul 2.3.

Formule pentru calculul curenţilor de scurtcircuit

Tipul scurt-circuitului	Schema	Curentul (puterea) de scurtcircuit			
		I_k'' $S''_k = \sqrt{3} U_N \cdot I''_k$	I_a $S_a = \sqrt{3} U_N \cdot I_a$	I_k $S_k = \sqrt{3} U_N \cdot I_k$	$i_ş$
Trifazat cu sau fără punere la pământ		$I''_{k3} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_d}$ $I''_{k3} = \frac{c \cdot S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b \cdot \underline{Z}_d}$	$I_{a3}=\mu\, I_{k3}''$	$I_{k3}=\lambda\, I_N$	$i_{ş3} = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3}$
Bifazat fără pământ		$I''_{k2} = \frac{c \cdot U_N}{\lvert \underline{Z}_d + \underline{Z}_i \rvert}$ $I''_{k2} = \frac{c \cdot S_b}{U_b \cdot \lvert \underline{Z}_d + \underline{Z}_i \rvert}$	$I_{a2}=\mu\, I_{k2}''$	$I_{k2} = \lambda \cdot \sqrt{3} \cdot I_N$	$i_{ş2} = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k2}$
Bifazat cu pământ		$I''_{k2p} = \frac{c \cdot U_N}{\left\lvert \underline{Z}_d + \frac{\underline{Z}_i \cdot \underline{Z}_h}{\underline{Z}_i + \underline{Z}_h} \right\rvert}$ $I''_{k2p} = \frac{c \cdot S_b}{U_b \left\lvert \underline{Z}_d + \frac{\underline{Z}_i \cdot \underline{Z}_h}{\underline{Z}_i + \underline{Z}_h} \right\rvert}$	Nu sunt concludente		
Monofazat		$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_N}{\lvert \underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_h \rvert}$ $I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot S_b}{U_b \lvert \underline{Z}_d + \underline{Z}_i + \underline{Z}_h \rvert}$	$I_{a1} \approx I_{k1}''$	$I_{k1}=\lambda\, 3\, I_N$	$i_{ş1} = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k1}$

$U_b = U_n$ (tensiunea nominală la care se calculează scurtcircuitul)

2.6.3. METODE DE CALCUL

Pentru calculul curenţilor de scurtcircuit, în funcţie de scopul acestora, se utilizează fie metoda completă de calcul, fie cea simplificată.

Metoda completă de calcul se utilizează la verificarea instalațiilor la care puterea de scurtcircuit rezultată prin metoda simplificată este apropiată de puterea pentru care au fost dimensionate instalațiile respective, precum şi pentru unele cazuri particulare de reglaj sau alegerea tipurilor de protecție pentru instalațiile noi.

În calculele de scurtcircuit cu metoda completă se iau în considerație următoarele:

- tensiunile în toate nodurile rețelei în regimul anterior apariției scurtcircuitului,
- liniile aeriene şi cablurile electrice se reprezintă prin rezistența, reactanța inductivă şi cea capacitivă;
- transformatoarele şi autotransformatoarele se reprezintă prin reactanțele lor calculate ținând seama de plotul de funcționare anterior scurtcircuitului;
- generatoarele se reprezintă ca injectoare de curent în noduri (în regimul anterior scurtcircuitului) şi prin reactanța supratranzitorie;
- consumatorii se reprezintă ca impedanțe.

Metoda simplificată de calcul se utilizează la dimensionarea instalațiilor electrice, la calculele curente de reglaj al protecției, precum şi la determinarea influenței liniilor electrice de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații.

În calculele de scurtcircuit cu metoda simplificată se fac următoarele ipoteze:

-se consideră aceeaşi tensiune "***U***" în toate nodurile rețelei;

-liniile aeriene şi cablurile de înaltă tensiune ($U_N \geq 110$ kV) se reprezintă numai prin reactanța inductivă (la medie tensiune se ține seama şi de rezistență);

-transformatoarele şi autotransformatoarele se reprezintă numai prin reactanța lor considerând funcționarea pe plotul mediu;

-sarcinile se neglijează, cu excepția compensatoarelor şi a motoarelor sincrone şi asincrone (motoarele asincrone contribuie la curenții I_k'', $i_ş$ şi I_a în cazul scurtcircuitelor la borne şi în anumite situații şi la curenții de şoc – $i_ş$ - în cazul scurtcircuitelor pe partea de înaltă tensiune a transformatoarelor prin care se alimentează motoarele respective).

2.6.4. ELEMENTE ŞI SCHEME DE CALCUL

Pentru calculul curenților de scurtcircuit se întocmeşte o schemă de calcul care cuprinde toate sursele care contribuie la alimentarea scurtcircuitului (generatoare, motoare) şi toate celelalte elemente ale rețelei (linii, transformatoare, bobine de reactanță).

Centralele depărtate de locul scurtcircuitului se vor introduce în schema de calcul ca un bloc – generator - transformator, considerându-se puterea acestui bloc egală cu puterea întregii centrale.

Sursele foarte mari (de exemplu sistemul) vor fi introduse in schemă ca surse de putere infinită, adică se poate considera că tensiunile în punctele lor de legătură cu schema rămân constante în cursul întregului proces de scurtcircuit.

Motoarele şi compensatoarele sincrone se comportă la scurtcircuit identic cu generatoarele sincrone.

Motoarele asincrone - aşa cum s-a arătat - contribuie la scurtcircuitul la borne la curenții I_k'', $i_ş$ şi I_a.

Elementele rețelei se introduc în schema de calcul prin impedanța "***Z***" sau prin reactanța "***X***", exprimate în unități absolute (Ω) sau în unități relative.

Prin valoare relativă a unei mărimi fizice se înțelege raportul acesteia față de o altă mărime fizică de aceeaşi natură, aleasă ca unitate de bază. În calculele ce se efectuează se alege o putere de bază *"S_b"* şi o tensiune de bază *"U_b"*.

Rezultă:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}\,U_b} \qquad (2.22)$$

şi

$$Z_b = \frac{U_b}{\sqrt{3}\, I_b} = \frac{U_b^2}{S_b} \qquad (2.23)$$

Impedanţele se exprimă în unităţi relative în funcţie de condiţiile de bază alese, astfel:

$$Z_{(u.r.)} = \frac{Z(\Omega)}{Z_b} = Z(\Omega)\frac{S_b}{U_b^2} \qquad (2.24)$$

- S_b se alege de obicei egală cu 100 MVA, 1000 MVA;
- U_b se consideră de obicei valoarea tensiunii reţelei în care are loc scurtcircuitul.

În cazul schemelor care conţin mai multe trepte de tensiune, legate între ele prin transformatoare, este necesar ca:

- în cazul în care impedanţele sunt exprimate în valori absolute (Ω) ele trebuie să fie raportate la aceeaşi treaptă de tensiune (de obicei, cea în care are loc scurtcircuitul);
- în cazul în care impedanţele (reactanţele) sunt exprimate în unităţi relative, ele se raportează la o aceeaşi putere de bază şi aceeaşi tensiune de bază, astfel că valorile rămân aceleaşi indiferent de treapta de tensiune la care se calculează scurtcircuitul (aceasta reprezintă un avantaj important care a condus la extinderea şi chiar generalizarea calculului în unităţi relative).

Tabelul 2.4.

Relaţiile de calcul ale impedanţei

	Impedanţa (reactanţa)		OBSERVAŢII
Elementul	[Ω]	[u.r.] (S_b=100MVA)	U_N - tensiunea nominală a elementului de reţea [kV]
1	2	3	4
Generator (compensator, motor sincron)	$\frac{X'_d}{100}\cdot\frac{U_N^2}{S_N}$	$\frac{X'_d}{S_N}$	X''_d - reactanţa supratranzitorie, [%] S_N - puterea nominală, [MVA]
Motoare asincrone	$\frac{I_N}{I_p}\cdot\frac{U_N}{\sqrt{3}\cdot I_N}$	$\frac{I_N}{I_p}\cdot\frac{100}{S_N}$	I_N - curentul nominal, [A] I_p - curentul de pornire, [A] S_N - puterea nominală, [MVA]
Transforma-toare	$\frac{u_K}{100}\cdot\frac{U_N}{S_N}$	$\frac{u_K}{S_N}$	u_K - tensiunea de scurtcircuit, [%] S_N - puterea nominală, [MVA]
Linii electrice	$x_0 \cdot l$' sau $(r_0+jx0)\cdot l$	$\frac{x_0 \cdot l \cdot 100}{U_N^2}$	x_0 - reactanţa liniară, [Ω/km] l - lungimea liniei, [km]
Bobine de reactanţă	$\frac{\varepsilon}{100}\cdot\frac{U_N}{\sqrt{3}\cdot I_N}$	$\frac{\varepsilon}{S_\varepsilon}$	ε - căderea de tensiunea nominală, [%] I_N - curentul nominal, [A] S_ε - puterea de trecere, [MVA] $\left(S_\varepsilon = \sqrt{3}\cdot U_N \cdot I_N \cdot 10^3\right)$
Reţeaua de alimentare (în punctul K)	$\frac{U_N^2}{S''_K}$	$\frac{C \cdot S_b}{S''_K}$	C - coeficient egal cu: 1,1 pentru reţelele de 6...220kV 1 pentru reţelele de 400kV S''_K - puterea de scurtcircuit debitată în reţea în punctul K, [MVA]
Sarcina	$\frac{U_N^2}{P-jQ}\cdot\frac{U_N^2}{S^2}(P+jQ)$	$\frac{U_N^1}{P-jQ}\cdot\frac{S_\infty}{U_0^1} = \frac{S_0}{S^1}(P+jQ)$	P, Q, S - puterea activă, reactanţă şi aparentă a sarcinii, [MVA]

În tabelul 2.4. se dau relațiile de calcul ale impedanței (reactanței) directe a elementelor unei rețele.

Schema echivalentă pentru calculul curenților de scurtcircuit se întocmeşte pentru o singură fază, atât în calculul scurtcircuitelor simetrice cât şi în cazul scurtcircuitelor nesimetrice, intercalând o sursă echivalentă între punctul comun al surselor şi punctul considerat de scurtcircuit.

Pentru scurtcircuitele simetrice este necesară numai schema de succesiune directă; pentru scurtcircuite nesimetrice se întocmesc scheme echivalente separate pentru succesiunile directă, inversă şi - după caz - şi cea homopolară, care se conectează între ele funcție de tipul scurtcircuitului (pentru cazul scurtcircuitului monofazat cele trei scheme se conectează în serie - se va vedea exemplul de calcul).

Dacă calculul se face la o tensiune (U_2) diferită de cea a liniei (U_1), impedanța x_2 în valori absolute raportată la tensiunea U_2 va fi:

$$x_2 = x_1\left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2, \qquad \text{în care } x_1 = x_0 \cdot l$$

În calculele de scurtcircuit reactanța directă se consideră egală, de regulă, cu cea inversă pentru toate elementele de rețea.

Reactanțele homopolare ale (auto)transformatoarelor sunt determinate de construcția lor (trifazate cu 3 sau 5 coloane, monofazate), de schema de conexiuni a înfăşurărilor şi de modul de tratare a neutrului.

Impedanțele homopolare ale liniilor electrice aeriene şi ale cablurilor sunt determinate de tipul constructiv, de dispoziția conductoarelor pe stâlpi şi respectiv a fazelor cablurilor în şanț, de caracteristicile conductorului de protecție, a mantalelor cablurilor, precum şi ale solului.

În anexa 2.1. sunt indicate informativ valorile uzuale ale impedanțelor (reactanțelor) de secvență directă, inversă şi homopolară a principalelor elemente de rețea.

În anexa 2.2. sunt indicate schemele şi relațiile pentru determinarea reactanțelor directe ale (auto)transformatoarelor cu trei înfăşurări şi pentru bobine de reactanță jumelate.

2.6.5.CALCULUL IMPEDANȚELOR ECHIVALENTE. REGULI

Schema de calcul, cuprinzând sursele şi impedanțele intercalate între aceste surse şi locul considerat de scurtcircuit, trebuie reduse prin transfigurări succesive la o sursă echivalentă şi o impedanță echivalentă sau la mai multe surse care alimentează locul de scurtcircuit prin căi de curent (impedanțe) separate sau printr-o cale de curent (impedanță) comună.

Pentru calculul valorii inițiale a curentului de scurtcircuit "I_k" şi uneori şi a curentului de şoc $i_ş$ (când raportul R/X = ct. pe toate ramurile prin care se alimentează scurtcircuitul), toate sursele pot fi legate în paralel. În schimb, pentru celelalte valori ale curentului de scurtcircuit (exemplu: I_a, I_k, I_m) trebuie calculat separat aportul fiecărei surse, ceea ce conduce la necesitatea reducerii schemei de calcul la un număr de ramuri egal, de regulă, cu numărul de surse.

Transfigurările uzuale sunt cele de înlocuire a impedanțelor legate în serie şi respectiv în paralel printr-o impedanță echivalentă (în cazul a două circuite legate în paralel, care cuprind fiecare din impedanțele legate în serie, se execută întâi transfigurarea serie şi apoi cea paralel) şi transfigurarea triunghi-stea şi invers.

În continuare se indică câteva cazuri uzuale de transfigurare a schemelor de calcul a impedanțelor echivalente şi a curentului (puterii) de scurtcircuit trifazat inițial.

A. Cazul scurtcircuitului alimentat dintr-o singură sursă.

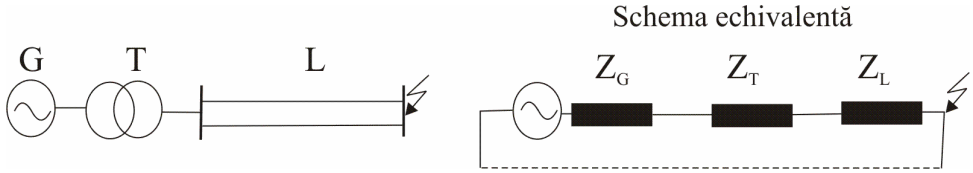


Fig. 2.14. Scurtcircuit alimentat dintr-o singură sursă

Impedanța echivalentă:

$Z_e = Z_G + Z_T + Z_L = R + jX$ (2.25)

Factorul de şoc κ se calculează conform fig.2.7., funcție de raportul R/X, iar puterea de scurtcircuit trifazată inițială cu formula:

$S_k^{"} = \frac{c \cdot S_b}{Z_a}$, Z_e fiind exprimată în u.r. (2.26)

B. Cazul scurtcircuitului alimentat din mai multe surse prin căi de curent separate

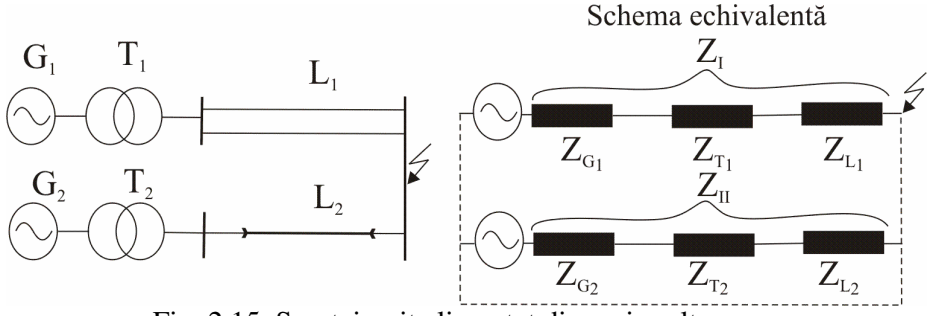


Fig. 2.15. Scurtcircuit alimentat din mai multe surse

Impedanțele echivalente:

$Z_I = Z_{G1} + Z_{T1} + Z_{LI}$ (2.27)

$Z_{II} = Z_{G2} + Z_{T2} + Z_{L2}$ (2.28)

Curenții (puterile) de scurtcircuit se calculează separat prin cele două ramuri.

$$I_{k_I}^{"} = \frac{cI_b}{Z_I} = \frac{cS_b}{\sqrt{3}U_N Z_I} \quad (2.29)$$

$$I_{k_{II}}^{"} = \frac{cI_b}{Z_I} = \frac{cS_b}{\sqrt{3}U_N Z_{II}} \quad (2.30)$$

$$S_{k_I}^{"} = \frac{cS_b}{Z_I} \quad (2.31)$$

$$S_{k_{II}}^{"} = \frac{cS_b}{Z_{II}} \quad (2.32)$$

Curentul (puterea) de scurtcircuit total al mai multor ramuri va fi:

$I_k^{"} = I_{kI}^{"} + I_{kII} + I_{kII}^{"} + ...$ (2.33)

$S_k^{"} = S_{kI}^{"} + S_{kII}^{"} + S_{kIII}^{"} + ...$ (2.34)

De asemenea:

$i_ş = i_{şI} + i_{şII} + i_{şIII} + ...$ (2.35)

C. Cazul scurtcircuitului alimentat de la mai multe surse printr-o cale de curent comună

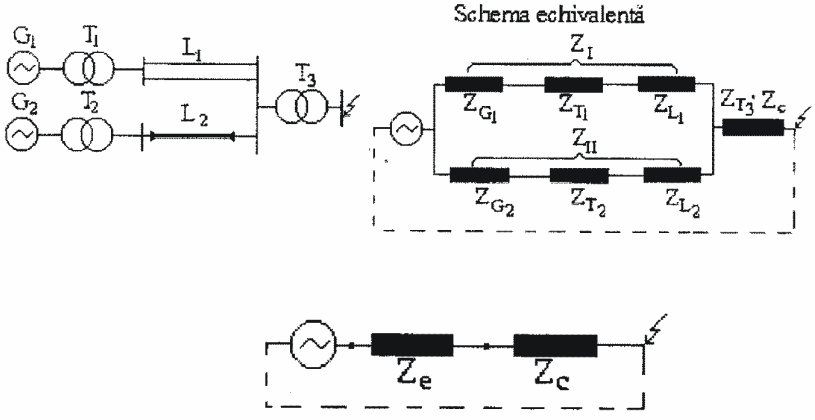


Fig. 2.16. Scurtcircuitului alimentat de la mai multe surse printr-o cale de curent comună

$$Z_I = Z_{G1} + Z_{T1} + Z_{L1} = R_I + jX_I \quad (2.36)$$

$$Z_{II} = Z_{G2} + Z_{T2} + Z_{L2} = R_{II} + jX_{II} \quad (2.37)$$

Se pun în paralel impedanţele I şi II de pe cele două ramuri:

$$\frac{1}{X_e} = \frac{1}{Z_I} + \frac{1}{Z_{II}} + \ldots \quad (2.38)$$

$$Z_e = R_e + j\,X_e \quad (2.39)$$

Puterea totală de scurtcircuit va fi:

$$S_k'' = \frac{cS_b}{Z_e + Z_c} \quad (2.40)$$

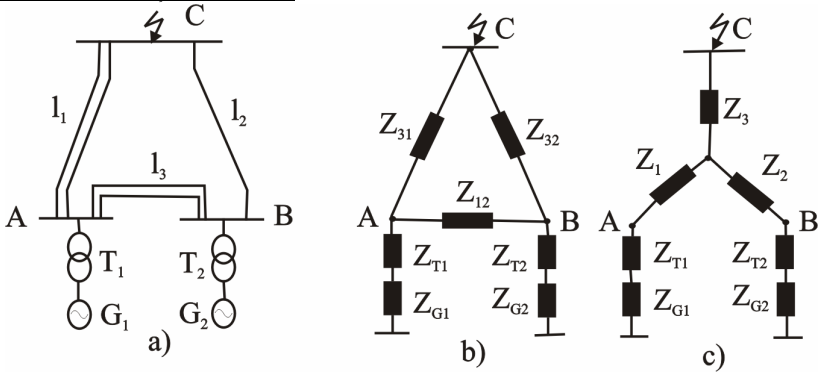
Aportul fiecărei surse la scurtcircuit se determină cu formula:

$$S_{k_1}'' = \frac{Z_e}{Z_I} S_k'' \quad (2.41)$$

$$S_{k_2}'' = \frac{Z_e}{Z_{II}} S_k'' \quad (2.42)$$

În cazul în care raportul $R_1 / X_1 \approx R_{II} / X_{II} \approx R_e / X_c$, factorul de şoc κ se calculează conform fig. 2.7.

D. Cazul scurtcircuitului în reţele buclate.



a) Schema de conectare a impedanţei;

b) Schema impedanţelor după transformarea Δ - Y a impedanţelor $Z_{L_1}, Z_{L_2}, Z_{L_3}$

c) După transfigurare, schema se rezolvă în continuare ca în cazul "C" de mai sus.

Fig. 2.17. scurtcircuitului în rețele buclate

Relații pentru transfigurarea Δ - Y:

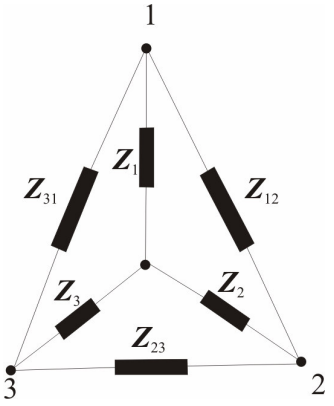


Fig. 2.18. Transfigurarea Δ - Y

$$Z_1 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}} \qquad (2.43)$$

$$Z_2 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}} \qquad (2.44)$$

$$Z_3 = \frac{Z_{23} \cdot Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}} \qquad (2.45)$$

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3} \qquad (2.46)$$

$$Z_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_1} \qquad (2.47)$$

$$Z_{31} = Z_3 + Z_1 + \frac{Z_3 Z_1}{Z_2} \qquad (2.48)$$

2.6.6. CONCLUZII PRIVIND METODA VDE DE CALCUL A CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

1. Valoarea supratranzitorie este superioară valorii stabilite a curentului de scurtcircuit $I_{sc.c} \le I_k^{"}$ (în metoda care foloseşte curbele de decrement este posibil ca $I_K > I_{scc}$ pentru X_{calcul}=0,55 … 3).
2. Metoda se remarcă prin simplitate.
3. Se ține cont de valoarea reală a caracteristicilor generatoarelor prin reactanța sincronă X_d şi plafonul de supraexcitare (1,3 $\pm$ 20% pentru TG şi 1,6 ± 20% pentru HG).
4. Permit calcularea cu acuratețe a aportului motoarelor la scurtcircuit prin valoarea:
$$I_a = \mu \cdot q \cdot I_k^{"}$$
5. Calculul valorii echivalente din punct de vedere termic a curentului de scurtcircuit la 1s se deduce simplu cu relația:

$I_m = I_{sc.c}^{"}\sqrt{(m+n)t}$, iar $S_{sc.c}^{"} = \frac{C \cdot S_b}{Z_e}$

unde: C = 1, la 400kV; C = 1,1 la 6-20kV

6. Metodologia oficială de calcul a curenților de scurtcircuit din *PE 134/81* foloseşte practic *prescripția germană* ***VDE-0102****,* expusă pe scurt în acest capitol.
7. Aprofundarea efectivă a problemelor legate de calculul clasic şi cu ajutorul

calculatorului pentru scurtcircuite în instalațiile electroenergetice - se face eficient consultând în special lucrările [3,4].

2.7. APLICAȚIA 1: ALEGEREA APARATAJULUI PRIMAR

Calculul curenților de scurtcircuit odată terminat, împreună cu o serie de criterii economice şi ambientale, creează premize pentru alegerea corectă a aparatajului primar din centrale şi stații electrice, listarea principalelor criterii tehnice fiind:

- *Condiții de mediu,* conf. normativului **PE 101***,* implică la rândul lor: 1-tipul constructiv al instalației (de interior / exterior.), 2 - altitudinea (<,> 1000 m), 3-condiții climatice funcție de factorii meteo, 4 - gradul de poluare etc.
- *Caracteristici constructive,* implică 1 - tipul constructiv al aparatului, 2 - nr. de poli sau subansambluri constructive. Componente, 3 - destinația aparatului etc.,
- *Caracteristici de izolație* se referă la 1 - tensiunea nominală a instalației, 2 - tensiunea maximă suportată de echipament, 3 - nivelul de izolație ce include tensiunea nominală de ținere la frecvență industrială şi respectiv la impuls standard, lungimea specifică a liniei de fugă etc.
- *Comportarea în regim de lungă durată* este dată de curentul maxim de durată (nominal) suportabil, indicat de firma constructoare; excepție face reductorul de curent ce admite o suprasarcină de 20%
- *Comportarea de regim de scurt circuit* implică în general două puncte importante: 1 - *stabilitatea electrodinamică* la curentul de şoc (lovitură) $i_{şoc}$ determinat de caracteristica rețelei *X/R* din factorul de şoc $k_{şoc}$ şi de valoarea componentei periodice inițiale a curentului de scurtcircuit total $I_{po\ tot,}$ astfel:

$$i_{şoc} = \sqrt{2} k_{şoc} I_{po\ tot} \ , \quad [\text{kA max}]$$

şi respectiv 2- *stabilitatea termică,* determinată de curentul echivalent termic I_{et} timp de o secundă,

$$I_{et} = I_{po} \sqrt{[(m+n)t_d]}, \qquad [\text{kA}]$$

în care coeficienții *m, n* (valori tabelate) țin cont de aportul componentelor aperiodică, perioadă a curentului de scurtcircuit, iar t_d este timpul total de declanşare (protecției prin relee + timpul propriu întreruptor); evident, fiecare din datele de mai sus calculate trebuie să fie inferioare (rezonabil!) valorilor respective garantate de fabricant (altminteri aparatele fie clachează tehnic, fie - economic vorbind - sunt la costuri oneroase).

- *Frecvența nominală* este de 50 Hz pentru Europa, de 60 Hz pentru America de Nord şi Brazilia
- *Criterii specifice* trebuiesc separat verificate şi deci adăugate pentru fiecare tip de aparat în parte, astfel :

1 - pentru <u>întreruptoare</u> sunt: *capacitatea de rupere la scurt circuit* I_{kr}, fiind curentul maxim pe care-l poate declanşa întreruptorul în condiții de scurtcircuit prescrise, *capacitatea de conectare la scurtcircuit* ce poate fi diferită de precedenta, *sistemul de acționare* indicat de regulă de fabricant sau echivalent etc.

2 - pentru <u>separatoare</u> sunt: *capacitatea de închidere şi de conectare pentru* curenții de mers în gol ai transformatoarelor, LEA, LEC, baterii de condensatoare, închidere pe scurtcircuit în cazul separatoarelor de scurtcircuitare SSC, *dispozitivul de acționare pentru* separatoare banale (cuțitele principale şi/sau de pământare) sau deosebite - ca cele de sarcină sau cu deconectare automată SDA, sau SSC etc.

3 - pentru <u>reductoare de curent</u> sunt: *curentul secundar nominal de* 1A *sau* 5A*, raportul de transformare nominal, clasa de precizie, nr. înfăşurărilor secundare* distinct pentru măsură, protecție şi protecție diferențială, *puterea secundară,*

coeficientul de saturaţie, conexiunea înfăşurărilor etc.

4 - pentru reductoare de tensiune, sunt similare celor de curent

Notă: În general aceste elemente sunt cunoscute de la cursurile de strictă specialitate pe de o parte, iar pe de altă parte noţiunile respective se pot fixa excelent, parcurgând lucrarea adiacentă cursului, *Probleme specifice instalaţiilor electrice din centralele electrice* [3] şi *Proiectarea staţiilor electrice* consemnate mai jos [5, p.313], motiv pentru care nu se insistă aici asupra lor; *idem,* pentru paragraful următor.

2.8. APLICAŢIA 2: ALEGEREA UNOR LEGĂTURI CONDUCTOARE

2.8.1. TIPURI DE CONDUCTOARE

Legăturile conductoare formează căile de curent din PECS, iar alegerea şi verificarea lor are loc în baza unor judicioase criterii formulate de normative în vigoare, [6].

a. Preponderente sunt legăturile flexibile neizolate din staţiile şi liniile electrice aeriene LEA din Cu, Al, Ol-Al comentate pe larg în capitolul 6;

b. Liniile electrice în cablu LEC reprezintă legături electrice flexibile izolate caracterizate prin:

- *partea conductoare* din Al (notat cu A în denumirea cablurilor), sau din Cu (notat cu C în denumirea cablurilor) atunci când urmează aplicaţii speciale cum sunt mediile corozive, de ex.
- *partea de izolaţie* realizată din PVC (notată Y), polietilenă (notată YY), hârtie impregnată (simbolizată HP); selectarea tipului de izolaţie urmează criterii economice, tehnice - comportarea în regim normal şi de scurtcircuit, calităţi ignifuge etc.

c. Conductoarele rigide se realizează tipic din **Cu** sau **Al** (şi mai rar din Al îmbrăcat în coajă de Cu, cu efect calitativ superior dar dificil de realizat tehnologic) cu secţiuni de formă diferită, dreptunghiulare, tubulare, în formă de C etc.; se utilizează acolo unde nivelul curenţilor de defect este mai ridicat (de ex. legătura rigidă generator transformator de regulă se capsulează în ecrane tubulare de Al din motive de siguranţă în exploatare), alteori din motive de facilitare a dispoziţiilor constructive — aspecte comentate pe larg în capitolul 6.

2.8.2. VERIFICAREA STABILITĂŢII TERMICE ÎN REGIM DE LUNGĂ DURATĂ

Verificarea stabilităţii termice în regim de lungă durată este de fapt criteriul *curentului nominal (maxim de durată).* Nu se admite depăşirea nivelului termic de 70^0C la suprafaţa conductoarelor şi, în mod implicit secţiunea conductorului rezultă din satisfacerea relaţiei

$$I_{\max\ durata} \le I_{\max adm} \quad [A]$$

în care:

$I_{\max \text{ durata}}$ este curentul maxim de durată al *circuitului* respectiv,

$I_{\max \text{ adm}}$ curentul max. admisibil al *conductorului* respectiv.

În particular pentru *LEC* se ia secţiunea necesară tehnic S_{th} , din tabele [4 - 7], astfel încât să se respecte relaţia:

$$I_{\max\ durata} \le KI_{ft}(S_{th}) \quad [A],$$

în care,

I_{ft} este curentul maxim admisibil (frontieră) din punct de vedere tehnic, pentru secţiunea aleasă,

K - coeficient de corecţie funcţie de modul de pozare al cablului - de regulă îngropate în pământ; *LEC* pentru generatoare, transformatoare pe partea de servicii proprii comportă lungimi modeste, motiv pentru care sunt pozate în aer liber (la unele CHE

chiar prin galeria de acces, sau prin galeria de cabluri separată urmând o rază de curbură normată pentru *LEC* de m.t, sau î.t. etc).

2.8.3. VERIFICAREA STABILITĂȚII TERMICE ÎN REGIM DE SCURTĂ DURATĂ

Verificarea stabilității termice în regim de scurtă durată este de fapt *criteriul comportării la scurtcircuit;* conf. PE 103, toate LEC şi numai LEA ≥ 110 kV, sunt stabile termic la curenți de scurtcircuit, dacă se respectă condiția:

$$s \geq I_{et} / j_{adm\ sc.c.} \quad [\text{mmp}],$$

în care, s - secțiunea conductorului aleasă deja pentru regimul termic de lungă durată, [mmp],

I_{et} - curentul echivalent termic corespunzător circuitului respectiv, [A],

$J_{adm\ sc.c.}$- densitatea de curent la scurtcircuit pentru conductorul respectiv, ce depinde de temperatura de regim normal *anterior scurt*circuitului şi de temperatura admisibilă a conductorului la finele scurtcircuitului, [A/mmp], consemnate în lucrările [3-7].

Nivelul termic θ_c *pentru* conductor anterior scurtcircuitului depinde pătratic de încărcarea acestuia şi liniar de ecartul temperaturii mediului ambiant θ față de limita constructiv tolerată de 70^0C, astfel:

$$\theta_c = \theta + (70 - \theta)(I_{\max\ durata}/I_{\max\ adm})^2\ [^0\text{C}].$$

În general temperaturile maxime admise conductoarelor la finele scurtcircuitului sunt mai ridicate pentru *Cu,* iar printre izolațiile standard - hârtia are comportarea mai bună, astfel:

- 180^0C/A1, 200^0C/Cu - la conductoare rigide neizolate,
- 160^0C/Ol-Al, 180^0C/Al, 170-200^0C/Cu - la conductoare flexibile neizolate,
- 250 ^{0}C/j .t., respectiv 170 ^{0}C/m.t. pentru hârtie,
- 160 ^{0}C/j.t., m.t. (s ≤ 300 mmp) pentru PVC etc.,

2.8.4. VERIFICAREA LA CĂDEREA DE TENSIUNE

Verificarea la căderea de tensiune relativă are valori normate în jurul valorii de 5%, conform normativelor *PE 107* şi *Ip 27-87,* de exemplu. Astfel [8,9]:

- în cazul alimentărilor directe din rețelele de j.t. ale furnizorului — 3% pentru iluminat şi 5% pentru alte receptoare
- în cazul alimentărilor din *PT* sau centrale proprii — 8% la iluminat şi 10% pentru alte receptoare, inclusiv alimentări de lămpi îndepărtate şi izolate
- 12% se admite pentru regimul de pornire al motoarelor, în afara altor precizări
- conform cu *PE 113,* pentru rețeaua de servicii proprii din centralele electrice: 8% la iluminat şi 5 % pentru motoarele electrice de j.t. şi m.t. — în regim normal de funcționare, iar în caz de avarie se admite 10%; în fine, se admit chiar
- 15% pentru j.t. şi 20% pentru m.t. — cu ocazia regimului de pornire a motoarelor.

Formula de calcul a căderii de tensiune pe o linie electrică (explicată în capitolul 6), este de forma

$$\Delta U = \sqrt{3} l (r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) I_{\max\ durată} 10^3 \quad [kV]$$

în care, r_0, x_0 sunt rezistența respectiv reactanța specifică în ohm/km, l – lungimea liniei electrice, în km. Căderea de tensiune procentuală este prin definiție dată de

$$\Delta U = (\Delta U / U_n) 100 \quad [\%]$$

2.8.5. VERIFICAREA LA DESCĂRCAREA CORONA SE REDUCE ÎN ESENȚĂ

Verificarea la descărcarea corona se reduce în esență la a constata dacă valoarea câmpului maxim la suprafața conductorului este sub valoarea critică, de la care pierderile

devin prohibitive prin efectul descărcării incomplete dintre conductor şi pământ (efectul corona), astfel:

$E_{\max cond} \le E_{cor}$ $[kV/cm]$, discuţia fiind detaliată în capitolul 6.

Observaţie: în general, la 110 kV mai multe conductoare pe fază indică curenţi importanţi pentru care s-a majorat secţiunea; începând cu nivelul superior de 220 kV jumelarea conductoarelor se realizează în special din motive de reducere a razei echivalente a conductorului pe fază, limitându-se efecte1e de pierderi de putere prin efect corona.

2.8.6. VERIFICAREA LA SOLICITĂRI MECANICE

Verificarea la solicitări mecanice se face diferit pentru conductoare rigide faţă de cele flexibile, astfel:

a) *conductoare flexibile din instalaţii exterioare* sunt supuse forţei vântului, greutăţii chiciurii, eforturilor electrodinamice la scurtcircuit, tensiunii mecanice din fire după montaj etc.; este un calcul cu un volum de muncă apreciabil care astăzi s-a simplificat prin introducerea tehnicii de calcul specializate, conform cu PE 111. Se dă ca exemplu de calcul simplificat cazul mai simplu

b) *conductoare rigide din instalaţii interioare* fixate pe fază prin izolatoare cu lungimea deschiderii *L,* cu distanţa între faze *a*, parcurse de un curent de valoare $i_{şoc}$ sunt solicitate de o forţă electrodinamică care se calculează cu relaţia

$$F = \left(2L \frac{i_{şoc}^2}{a} 10^{-2} \right) \text{[daN]}$$

Rezistenţa mecanică specifică pentru un conductor caracterizat de un anumit modul de rezistenţă W [cmc] şi de un efort admisibil σ_{adm} (la Al valoarea este de 700 daN/cm^2) este dată de expresia:

$\sigma = FL/(12W)$ [daN/cm^2]

Conductorul va rezista dacă se îndeplineşte condiţia

$\sigma \le \sigma_{adm}$

Observaţie: Dacă pe fază se află un pachet de conductoare, atunci în mod adiţional se consideră şi efortul care apare datorită interacţiunii dintre conductoarele de pe aceeaşi fază.

Anexa 2.1.

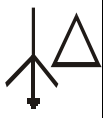
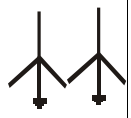
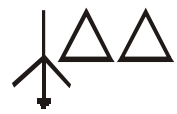
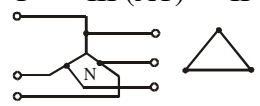
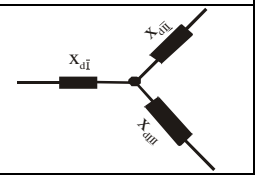
VALORI UZUALE ALE IMPEDANŢELOR (REACTANŢELOR) ELEMENTELOR REŢELELOR

A. MAŞINI SINCRONE

Tipul		Valoarea reactanţei (%)		
		x_d''	x_d'	x_d
Turbogeneratoare	k_c 23MW	12,5	19	170
	30-100 MW	14,5	22	165
	100-300 MW	19,5	27	185
Hidrogeneratoare	cu înfăşurare de amortizare	20,0	35	115
	fără înfăşurare de amortizare	27,0	27	115
Compensatoare şi motoare sincrone		20,0	35	180

B. TRANSFORMATOARE

Reactanţa directă şi inversă (trafo cu două înfăşurări)				
Tensiunea [kV]	6-20	35	110	220
U_k [%]	4-6	7,5	10,5	10,5

Reactanța homopolară							
Schema							
X_h*)	X_d	$10\ X_d$	X_d	∞	$X_{d\ 3\pi}$	$X_{d\ I}+\frac{X_{d\ II}\cdot X_{d\ III}}{X_{d\ II}+X_{d\ III}}$	

*) În schema de calcul se introduce schema echivalentă a AT (vezi exemplul)

C. LINII AERIENE

Tipul liniei		$x_d=x_i$ [Ω/km]	x_1
Simplu circuit	fără conductor de protecție	0,4	3,5 x_d
	cu conductor de protecție din OL		3 x_d
	cu conductor de protecție din OL-Al		2 x_d
Dublu circuit	fără conductor de protecție	0,2	5,5 x_d
	cu conductor de protecție din OL		4,7 x_d
	cu conductor de protecție din OL-Al		3 x_d

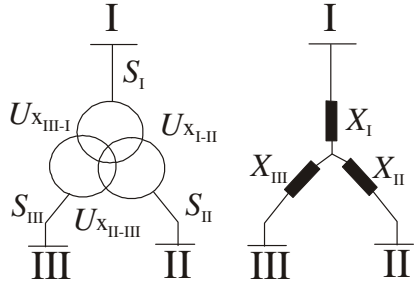
D. LINII ÎN CABLU

Tipul liniei		$r_d=r_i$ [Ω/km]	$x_d=x_i$ [Ω/km]	r_k [Ω/km]	x_k [Ω/km]
110kV	3x170 mm^2 Cu	0,14	0,2	0,7	0,3
	3x240 mm^2 Cu	0,08		0,65	
	3x300 mm^2 Cu	0,06		0,6	
	3x400 mm^2 Cu	0,05		0,58	
20kV	3x95 mm^2 Al	0,3	0,1	∞	∞
	3x120 mm^2 Al	0,24			
	3x150 mm^2 Al	0,2			

ANEXA 2.2.

SCHEME ŞI RELAȚII DE CALCUL ALE REACTANȚELOR
(AUTO)TRANSFORMATOARELOR CU TREI ÎNFĂŞURĂRI
ŞI ALE BOBINELOR DE REACTANȚĂ JUMELATE

A. Transformatoare cu trei înfăşurări



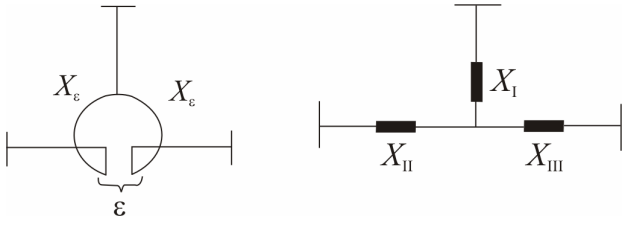
$$X_I = \left(\frac{U_{x_{I-II}}}{S_{I-II}} + \frac{U_{x_{III-I}}}{S_{III-I}} - \frac{U_{x_{II-III}}}{S_{II-III}} \right) \cdot \frac{1}{2} \text{ [u.r.]}$$

$$X_{II} = \left(\frac{U_{x_{II-III}}}{S_{II-III}} + \frac{U_{x_{I-II}}}{S_{I-II}} - \frac{U_{x_{III-I}}}{S_{III-I}} \right) \cdot \frac{1}{2} \text{ [u.r.]}$$

$$X_{III} = \left(\frac{U_{x_{III-I}}}{S_{III-I}} + \frac{U_{x_{II-III}}}{S_{II-III}} - \frac{U_{x_{I-II}}}{S_{I-II}} \right) \cdot \frac{1}{2} \text{ [u.r.]}$$

în care:
$S_{I\text{-}II}$, $S_{II\text{-}III}$, $S_{III\text{-}I}$ sunt puterile de trecere ale transformatorului

B. Bobine de reactanță jumelate



$X_I = - \varepsilon \cdot X_\varepsilon$
$X_{II} = X_{III} = X_\varepsilon \cdot (1 + \varepsilon)$

în care: X_ε - reactanța unei ramuri a bobinei de reactanță când cealaltă ramură este în gol
ε - coeficientul de cuplaj între ramurile bobinei (de regulă ε = 0,5)

3. ELEMENTE DE BAZĂ DIN PARTEA ELECTRICĂ A CENTRALELOR ŞI STAŢIILOR *PECS*

3.1. ALTERNATOARE ÎN CENTRALE ELECTRICE

3.1.1 GENERALITĂŢI

Stadiul actual al dezvoltării civilizaţiei mondiale, are la bază producerea industrială a energiei electrice cu ajutorul generatoarelor sincrone, denumite *alternatoare;* se bazează pe principiul inducţiei electromagnetice descoperit de cercetătorii Faraday şi Henry în 1831, în mod independent. Ulterior, în anul 1888, Parsons a construit primul turboalternator de turaţie redusă, iar la scurt timp au apărut maşini de turaţie ridicată.

În jurul anului 1922, ca urmare a introducerii rotorului forjat, îmbunătăţirii tehnicilor de fabricaţie, puterea alternatoarelor a atins 20 MW la 3000 de ture/minut. iar la începutul celui de al doilea război mondial cele mai mari grupuri aveau puteri cuprinse între 30 şi 50MW la 3000 ture/minut.

În primii ani de după război, s-au construit un mare număr de turboalternatoare de puteri de 30 până la 60 MW, bipolare, iar îmbunătăţirile tehnologice aduse erau modeste; s-a introdus totuşi hidrogenul în locul aerului ca mediu de răcire, fapt ce a permis creşterea puterii unitare a grupurilor turbogeneratoare.

În ultimul timp alternatoare de mare putere (200 - 300 MW) şi foarte mare putere (în jur de 1000 MW şi mai mult) au adus în faţa proiectantului mari probleme contradictorii legate de creşterea vertiginoasă a puterii unitare pe de o parte şi de limitările tehnologice de realizare şi de transport de la fabrica constructoare la centrala electrică, pe de altă parte. A devenit evident faptul că modificări importante numai pot fi obţinute pe seama circuitului magnetic ci pe seama creşterii densităţii de curent în înfăşurările maşinii, astfel încât sporirea puterii unitare să se facă fără o creştere proporţională în volum şi greutate a alternatorului. Creşterea curentului în înfăşurări a sporit însă pierderile prin efect Joule care nu au mai putut fi evacuate adecvat prin sistemele convenţionale de răcire cu aer. Răcirea directă cu hidrogen a înfăşurărilor a diminuat solicitările termice la care era expusă izolaţia din crestătură, dinţii statorici şi rotorici la grupurile de 100 - 300 MW. Progrese importante s-au obţinut prin introducerea apei ca mediu de răcire directă a înfăşurărilor în locul hidrogenului; în general maşinile cu puteri de 200 MW şi mai mult au cel puţin înfăşurarea indusă răcită direct cu apă.

Observaţie: Actualmente pentru puteri unitare de până la 1 MW se folosesc pe scară largă generatoare de inducţie (asincrone) deoarece nu necesită un sistem de excitaţie propriu-zis; energia de magnetizare este luată direct din reţea sau de la o baterie de condensatoare.

În continuare se prezintă pe scurt principalii parametri ai generatorului, alegerea lor corectă şi influenţa lor asupra performanţelor generale ale maşinii; principalele progrese care s-au realizat în domeniul construcţiei maşinilor de mare putere, explică evoluţia rapidă a alternatoarelor. Se vor prezenta paralel cu studiul actual de dezvoltare şi unele tendinţe probabile de viitor în domeniul alternatoarelor din centralele termo şi hidroelectrice.

3.1.2. PRINCIPALELE LIMITĂRI ÎN PROIECTAREA ALTERNATOARELOR DE MARE PUTERE

Placa indicatoare a oricărui turboalternator consemnează parametrii nominali ai maşinii, adică parametrii la cere se poate funcţiona sigur timp îndelungat în condiţii date pentru mediul ambiant. Astfel se indică:

- tipul generatorului;
- numărul de *faze;*

- frecvența curentului alternativ produs, f, în Hz;
- curentul pe Fază în stator (I_n) în [A]**;**
- puterea aparentă $\left(S_n = \sqrt{3}U_n I_n\right)$ în [kVA];
- factorul de putere (cos φ_n);
- schema de conexiuni a fazelor statorului (λ, Δ);
- curentul de excitație, I_{en} , în [A];
- tensiunea de excitație, U_{en} , în [V];
- turația de sincronism n, în [rot/min];
- clasa de izolație a statorului şi rotorului;
- randamentul alternatorului;
- presiunea agentului de răcire.

Realizarea acestor parametrii vizează un optim tehnico–economic de folosire a materialelor în construcția alternatorului prin intermediul unor indicatori sintetici cum sunt reactanțele, constantele de timp, momentul de inerție etc. cu care studentul este familiarizat de la cursul de maşini electrice. Este util a privi maşina prin prisma principalelor elemente limitative de proiectare determinate de stadiul actual al tehnicii, de a schița direcțiile de modernizare probabile de viitor.

Este cunoscut că puterea aparentă schimbată de alternator cu rețeaua este $S_n = \sqrt{3}U_n I_n$. Scriind explicit tensiunea şi curentul funcție de anumite mărimi caracteristice ale maşinii,

$$U_n = K_1 \cdot LD_1 \cdot B \cdot N \qquad (3.1)$$

şi

$$I_n = K_2 \cdot D \cdot A \qquad (3.2)$$

în care: L - este lungimea activă a fierului; D_1 - diametrul interior al statorului ; B - inducția magnetică în întrefier; N - turația de sincronism a maşinii; A - densitatea (pânza) de curent din întrefier, $A = ac$, unde: a -curentul statoric pe conductor; c - numărul efectiv de conductoare statorice pe unitatea de lungime la periferia interioară a statorului; $K_{1,2}$ - constante de proporționalitate.

Astfel rezultă:

$$S = K \cdot D_1^2 \cdot L \cdot A \cdot B \cdot N \qquad (3.3)$$

Dacă se notează cu ϕ fluxul pe pol şi cu p numărul de perechi de poli se poate deduce o expresie similară funcție de flux. Astfel:

$$\phi = \frac{\pi \cdot D \cdot L}{2p} B ;$$

Prin urmare:

$$B = \frac{2p\phi}{\pi DL};$$

şi deci:

$$S = K` \cdot p \cdot \phi \cdot A \cdot D \cdot N \qquad (3.4)$$

unde constanta $K' = \frac{2K}{\pi}$

Aceste două expresii, (3.3) şi (3.4), sunt formele generale ale ecuației puterii evacuate de alternator. Se observă că folosirea eficientă a materialelor reprezentate de volumul rotoric D^2L poate fi sporită pe două căi: prin creşterea încărcării magnetice B şi prin mărirea lui A, adică a încărcării electrice.

Dacă se măresc toate dimensiunile geometrice ale maşinii de k ori, solicitările A şi B rămânând neschimbate, se constată că:

- puterea maşinii creşte de k^4 ori;
- pierderile cresc de k^3 ori, în timp ce
- suprafeţele de răcire cresc numai de k^2 ori.

În adevăr punând curentul sub forma:

$$I = K_2 \cdot S_{cu} \cdot J$$

în care: S_{cu} este secţiunea barei înfăşurării statorice, J - densitatea de curent în înfăşurarea statorică, rezultă:

$$S = K \cdot DL \cdot S_{Cu} \cdot B \cdot J$$

iar pierderile în fier şi cupru se pot scrie proporţional cu volumele respective:

$$p_{Cu} = K' \cdot V_{Cu} \cdot J^2 \; ; \qquad p_{Fe} = K'' \cdot V_{Fe} \cdot B^2$$

De fapt la o frecvenţă dată n şi la o inducţie în întrefier de max. 0,5 ÷ 1,1 T limitată de saturaţia dinţilor ancoşelor statorice, factorii esenţiali care pot varia pentru creşterea puterii sunt dimensiunile geometrice D^2L, precum şi sarcina liniară statorică şi implicit cea rotorică de care depinde.

Trebuie subliniat că rotorul este principalul element limitativ în stabilirea valorilor maxime pentru A_c şi B_g. Aceasta deoarece la funcţionarea obişnuită, în regim inductiv a alternatorului, solenaţia inductoare trebuie să facă faţă atât reactanţei de magnetizante a indusului (care este proporţională cu A) cât şi reluctanţei întrefierului şi remanenţei circuitului magnetic. Densitatea de flux magnetic din întrefier este limitată de fenomenul de saturaţie al fluxului generatorului. În rotor spaţiul avut la dispoziţie este limitat de suprafaţa polară, de unde rezultă că saturaţia magnetică în rotor este un important factor limitativ pentru valoarea permisă a densităţii de flux din întrefier, B_g.

La o anumită turaţie, majorarea diametrului D_1 al rotorului şi corespunzător a diametrului D_2 al statorului conduce al creşterea sarcinilor mecanice în corpul rotorului masiv al turbogeneratorului, respectiv în obada rotorului hidrogeneratorului. Din această cauză diametrul maşinilor sincrone este dictat de rezistenţa materialului rotorului, fiind mai mic la turbogeneratoare care de regulă sunt bi sau tetrapolare. În general, ca şi valoarea inducţiei, diametrul este o mărime restrictivă.

Proiectarea corectă a rotorului realizată în ultimul timp cu ajutorul sistemelor electronice de calcul - la care se adaugă şi eficienţa sistemului de răcire folosit, stabilesc limitele pentru A_c şi B_g şi, de aici, rezultă volumul activ al rotorului la turaţia de sincronism, în reţea. Aceasta, stabileşte de asemenea gabaritul statorului, care este partea cea mai grea a alternatorului care trebuie transportată de la fabrica constructoare la centrala termoelectrică.

Scala puterilor nominale ale alternatoarelor mari este exprimată în [MW], având la bază valorile nominale de tensiune, curent şi factor de putere pentru care maşina a fost proiectată ($P_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \cdot \cos\varphi_n$). Exprimarea se poate face şi în [MVA] în care caz încărcarea maşinii este determinată de limitele admise pentru curentul statoric şi rotoric. Aceste limite nu pot fi depăşite, deoarece pierderile de putere suplimentare în cupru vor cauza supraîncălzirea înfăşurărilor, de fapt ce poate cauza deteriorarea izolaţiei. Când factorul de putere al maşinii ce funcţionează în regim inductiv, este coborât, generatorul evacuează în reţea o cantitate sporită de putere reactivă [MVAr], iar elementul limitativ al încărcării este curentul rotoric. Dacă însă factorul de putere este ridicat prin creşterea puterii active evacuate în reţea, sau dacă se funcţionează în regim capacitiv, elementul limitativ al încărcării este curentul statoric până când unghiul intern al maşinii atinge o valoare dincolo de care stabilitatea dinamică condiţionată de regulatorul de excitaţie nu mai poate fi asigurată (circa 85^o el).

Alternatorul şi turbina care îl acţionează constituie un agregat electrogen pentru care parametrii sunt aleşi din considerente tehnice şi mai ales economice. Astfel turbogeneratoarele sunt în general constituite pentru turaţia ridicată de 3000 ture/minut dar,

uneori, în cazul CNE. sunt mai potrivite turații de 1500 ture/minut. Generatorul trebuie să facă față necesităților de putere reactivă din punctul din sistem în care a fost conectat, la puterea activă nominală se alege astfel încât, racordat la un sistem puternic, agregatul electrogen să funcționeze în condiții de stabilitate.

Reactanțele tranzitorie şi în special *supratranzitorie* împreună cu constantele lor de timp care influențează direct comportarea maşinii în regimuri tranzitorii - se aleg de asemenea din condiții de funcționare stabilă. Alegerea lor afectează şi caracteristicile întreruptorului de racord.

Curentul de secvența inversă pe care-l poate suporta maşina este limitat, aceasta deoarece rotorul nu poate suporta o încălzire peste o anumită limită în condiții de funcționare asimetrică.

Momentul de inerție al maselor în mişcare (rotorul turbinei + masa de fluid motor, împreună cu rotorul alternatorului şi cel al excitatricei - dacă există) este o mărime importantă privind comportarea grupului în regim dinamic. Din punct de vedere fizic constanta inerție a grupului poate fi privită ca masa elementelor turnante (dinamică) raportată la puterea aparentă a maşinii. Cu cât va fi mai mare această masă, cu atât funcționarea va fi mai stabilă, iar maşina va răspunde mai încet la lestări şi delestări de sarcină activă. Este uşor de înțeles că pentru a funcționa cu o rezervă de stabilitate acceptabilă, constanta de inerție a grupului trebuie menținută la o valoare rezonabilă ridicată.

Raportul de scurtcircuit R.S.C. al maşinii (de valoare egală cu inversul reactanței sincrone saturate) este un parametru sintetic dintre cei mai reprezentativi privind alegerea corectă a maşinii. Se defineşte ca raportul dintre curentul de excitație necesar pentru a produce tensiunea nominală în gol, față de curentul de excitație necesar pentru a încărca maşina la sarcina nominală în regim de funcționare de scurtcircuit trifazat permanent. O dată stabilită prin activitatea de proiectare mărimea şi tensiunea nominală a alternatorului, trebuie R. S .C. să nu coboare sub o anumită limită minimă acceptabilă, din condiții economice şi tehnice. Se ştie că funcționând la putere activă constantă şi trecând factorul de putere, rezultă o sporire a decalajului unghiular intern şi maşina poate ajunge la limita stabilității dinamice condiționate (de regulatorul de excitație). Pentru a compensa acest efect periculos pentru funcționarea stabilă trebuie ca o maşină care are un factor de putere nominal ridicat să aibă şi un R.S.C. de valoare corespunzător ridicată. Astfel pentru alternatorul de 500 MW, R.S.C. = 0,4 pentru cos φ_n = 0,85 (inductiv). se prevede sporirea R.S.C. la valoarea de 0,6 - 0,7 dacă cos φ_n creşte la 0,9. Dacă valoarea R.S.C. se reduce sub limitele uzuale, funcționarea stabilă a maşinii devine şi mai mult dependentă de sistemul de reglare al excitației. Cu cât R. S. C. este de o valoare mai mică cu atât reactanța sincronă este mai mare, adică întrefierul este mai redus. Acesta înseamnă o solenație de excitație corespunzător redusă, de aici un volum mai mic pentru rotor şi, implicit, pentru statorul alternatorului, cu alte cuvinte, o maşină mai ieftină, cu parametri înrăutățiți - legat de *asigurarea stabilității în funcționare.*

Deocamdată, tensiunile nominale înalte şi foarte înalte pentru sistemul electroenergetic al României sunt limitate superior la 400 kV, cu treptele intermediare de 220 kV şi 110 kV. La noi în țară şi de altfel în practica mondială actuală, alternatoarele mari sunt legate la sistemul de bare colectoare al stației electrice a centralei printr-un transformator ridicător, de regulă integrat într-o schemă bloc în sistemul de producere al energiei. Tensiunea nominală a alternatorului se alege astfel încât să rezulte o variantă constructivă optimă din punct de vedere al legăturilor, al pieselor de conectare şi al izolației. Aceste condiții sunt contradictorii. Într-adevăr din punct de vedere al problemelor legate de izolația alternatorului este de aşteptat să se evacueze puterea la o tensiune mai scăzută a statorului, dar standardele stabilesc tensiuni de 10 - 18 kV (respectiv 10,5 kV, 15,75 kV şi 18,3 kV) pentru alternatoarele până la 250 MW şi 24 - 27 kV pentru puteri unitare mai mari pentru a limita superior secțiunea barelor statorice.

3.1.3. PERFECȚIONĂRI CONSTRUCTIVE

În programele de perfecționări constructive aduse alternatoarelor de mare putere, firmele constructoare au ținut cont în primul rând de costurile materialelor şi de cantitatea de muncă necesară atât în fabrica constructoare cât şi la montaj în centrala electrică. În strânsă legătură cu aceste aspecte au intervenit, în scurt timp, restricțiile în gabarit şi greutate impuse de limitările în transporturi (în jur de 300 tone la un gabarit de circa 8 m lungime şi 4 m diametru). Pentru a face față acestor limitări, alternatoarele foarte mari de peste 500 MW nu sunt transportate pe calea ferată ci pe platformă cu pneuri. Maşina se transportă fără rotor şi pentru a uşura şi mai mult condițiile de transport, statorul se segmentează în trei părți. Partea centrală se întinde pe lungimea înfăşurărilor, iar cele două părți frontale demontabile care protejează capetele de bobină conțin şi schimbătoarele de căldură pentru hidrogen.

Sporirea continuă a puterii unitare a arătat clar că peste 50 MW alternatoarele răcite cu aer necesitau o putere de ventilație prea mare pentru a fi acceptată în condiții de economicitate. Deşi s-au realizat în Anglia câteva maşini răcite complet cu aer de 60 MW, s-a văzut avantajul net al răcirii cu hidrogen; astfel prima maşină de această putere unitară s-a răcit cu hidrogen în loc de aer, în jurul anului 1950. Ceva mai târziu avantajele legate de această înlocuire au determinat constructorii să folosească hidrogen şi pentru maşini de putere unitară mai redusă (de exemplu grupul de 25 MW. răcit cu hidrogen). Hidrogenul s-a introdus în maşină la o uşoară suprapresiune pentru a evita riscul pătrunderii aerului din exterior în carcasa alternatorului şi a forma un amestec exploziv. Inițial suprapresiunea era cu mult sub un bar, dar curând s-a găsit că pentru un gabarit dat puterea evacuată de alternator în limitele admise de temperatură, poate fi crescută, mărind presiunea hidrogenului la circa 2 **-** 4 bari.

Pentru treapta de putere unitară de 200 MW s-a făcut şi un salt calitativ prin introducerea principiului răcirii directe cu hidrogen. De la metodele convenționale în care alternatorul era răcit indirect prin hidrogenul care ”spală” suprafețele exterioare ale înfăşurărilor s-a trecut la răcirea directă a conductoarelor statorice şi rotorice, obligând hidrogenul să circule în înfăşurări şi în crestăturile în care sunt dispuse înfăşurările; s-au realizat maşini până la puteri unitare de 275 MW după acest principiu superior de răcire introdus şi în cazul răcirii maşinii cu ajutorul unui lichid (apă sau ulei).

Eforturile s-au concentrat asupra maşinii bipolare deoarece din condiții de economicitate a turbinei, turația de 3000 ture/minut convine cel mai mult (realizarea la turații şi mai mari a turbinei ar fi mai avantajoasă dar realizarea unui alternator în condiții practice peste 3000 de ture nu s-a materializat încă).

În centralele nucleare, aburul obținut la parametrii mai puțin înalți face oportună o turbină de 1500/ 1800 rotații/minut deci o maşină tetrapolară care oferă condiții mai uşoare de răcire în comparație cu o maşină bipolară, deoarece diametrul este mai mare. [1, p.339], [2]

În ultimul timp pentru maşini peste 200 MW s-a introdus răcirea completă cu apă **-** avantajele certe legate de acest sistem de răcirea fiind demonstrate şi prin apariția primelor hidroalternatoare de 80 MVA complet răcite cu apă (ori, se ştie că hidroalternatoarelor sunt mult mai uşor de răcit deoarece la aceeaşi putere unitară comportă un gabarit substanțial mărit comparativ cu un turboalternator). [3, p.169]

Se impunea a fi soluționate rapid o serie de probleme de natură electrică, termică sau mecanică. Din punct de vedere electric, sporirea puterii unitare este condiționată în mare măsură de valoarea raportului de scurtcircuit şi de reactanțele tranzitorii care influențează stabilitatea maşinii în regimuri de funcționare capacitivă, în regimurile de variație bruscă a sarcinii şi în mod particular în cazul aruncărilor de sarcină. Din punct de vedere termic pentru sistemele de răcire care folosesc circulația de hidrogen în întrefier se impune sporirea eficienței acesteia în vederea reducerii gradientului de temperatură în izolația crestăturii.

Din punct de vedere mecanic se impune creşterea momentului de inerție prin creşterea

diametrului rotorului ceea ce ar facilita răcirea acestuia şi ar conduce la un grad de stabilitate în funcţionare superior. Pe de altă parte, s-a ajuns la dimensiuni limită în ultimul timp pentru diametrul rotorului (1,30 m la 3000 ture/minut şi 1,8 m la 1500 ture/minut), ţinând cont de forţele centrifuge enorme care se dezvoltă în înfăşurări, lungimea rotorului s-a limitat şi ea datorită pericolului prezentat de apariţia deformărilor statice ce pot apare cu rotorul în repaus la calitatea actuală a oţelului forjat (garantat la circa 5 tone/cm^2) alcătuit din Ni **-** Cr **-** Mo **-** Vn şi atingând peste 100 tone cu o masă finisată de 60 **-** 70 tone pentru un generator de 500 MW. Din punct de vedere mecanic, solicitarea centrifugă maximă este preluată de inelele rotorice care presează capetele bobinajului rotoric şi nu s-a găsit până în prezent un oţel forjat care să facă faţă mai bine solicitărilor actuale; cercetarea de viitor pentru tehnologia uneltelor rotorice se desfăşoară pe două direcţii şi anume se caută un material cu greutate specifică mai mică în paralel cu un mai bun sistem de fixare a capetelor bobinajului rotoric astfel că forţele centrifuge exercitate de ele asupra inelelor să fie mai mici. În proiectarea actuală inelele rotorice au o rezistenţă mecanică de circa 9 t/cm^2 la un factor de siguranţă cel puţin de 1,4 la supraturaţia de 20 %**.**

Alternatoarele moderne funcţionează în porţiunea. puternic saturată a curbei de magnetizare şi folosesc oţeluri silicioase de mare permeabilitate magnetică, de mare rezistenţă electrică pentru reducerea curenţilor turbionari şi un ciclu histerezis redus ca suprafaţă, deci cu pierderi de magnetizare minime. În .acest fel circuitul magnetic permite o valoare ridicată de flux magnetic şi de putere de excitaţie pe unitatea de suprafaţă de material fără ca să rezulte pierderi exagerate. Astfel într-un generator de 500 MW pierderile în fler se ridică la 6 **-** 7 % din totalul pierderilor din maşină.

Perfecţionările actuale sunt ilustrate semnificativ, de folosirea tot mai bună a materialelor folosite; în tabelul 3.1. se arată comparativ greutăţile statoarelor unor alternatoare de medie şi de mare putere care folosesc diferite sisteme de răcire. Se observă o îmbunătăţire de aproape 4 ori în acest domeniu.

Tabelul 3.1.

Greutăţile statoarelor unor alternatoare de medie şi de mare putere

Putere unitară, [MW]	30	60	120	200	500
Factorul de putere nominal	0,8	0,8	0,9	0,9	0,85
Puterea aparentă nominală, [MVA]	37,5	75	133,3	222,2	588
Agentul de răcire al statorului	Aer	H_2	H_2	H_2	apă
Tipul de sistem de răcire	conven-ţional	conven-ţional	conven-ţional	direct	direct
Greutate stator complet	70	100	160	200	320
Greutate stator/putere nominală [daN/kVA]	1,9	1,36	1,22	0,92	0,55

Înfăşurările conductoare. Răcirea

Răcirea prin sisteme adecvate menţine temperatura cuprului din înfăşurări şi a oţelului din circuitele magnetice în limite admise; bunăoară la izolaţii de clasă B se admit 100-130^{0}C la rotor, 95-105^{0}C pentru stator.

În fig. 3.1 se arată avantajele răcirii directe cu hidrogen a înfăşurării rotorului, faţă de răcirea de suprafaţă în mod direct (convenţional) a înfăşurării. S-a permis astfel sporirea puterii unitare, deoarece se elimină gradientul de temperatură care există în cazul răcirii convenţionale între suprafeţele răcite şi înfăşurările conductoare; funcţionarea în regim inductiv la factori de putere inferiori a fost substanţial îmbunătăţită.

Conductoarele de cupru sunt tubulare, iar hidrogenul pătrunde direct în înfăşurări atât axial prin zona capetelor de bobină cât şi radial, pe parcursul înfăşurării datorită perforaţiilor practicate din loc în loc, aşa cum se arată în fig. 3.2. Acest sistem ingenios de răcire directă cu H_2 este prezent la toate maşinile din ţară începând cu palierul de 50 MW. De-a lungul înfăşurării rotorice canalele practicate pe direcţia razei prin toate conductoarele fasciculare ale

spirei rotorice sunt prevăzute la suprafaţa rotorului la nivelul penei cu mici ajutaje. O parte din aceste ajutaje sunt de intrare şi profilul lor aerodinamic le permite preluarea unui f1ux de hidrogen. Acesta pătrunde până la baza înfăşurării şi este refulat la suprafaţa rotorului prin canalele radiale vecine prevăzute la nivelul penei de fixare cu ajutaj de ieşire.

În cazul ventilaţiei rotorice de tip exclusiv axial, H_2 intră în canalele de răcire din conductoarele elementare la capetele rotorului prin deschizăturile din capetele de bobină, parcurge axial conductoarele şi este refulat la mijlocul rotorului prin canalele radiale unde se reintegrează în circuitul general de ventilaţie. Rotoarele lungi se pot diviza după lungimea lor în mai multe tronsoane răcite combinat, axial şi radial.

Răcirea în sistem radial al rotorului prezintă avantajul că necesită palete mai mici pentru ventilatoarele dispuse axial pe rotor şi întrucât lungimea porţiunii străbătută din înfăşurare este mică, rezultă temperaturi uniforme de-a lungul rotorului. Pe de altă parte însă fiecare canal radial de captare al hidrogenului jucând rol de paletă de ventilator, diminuează randamentul general al ventilaţiei. În plus, perforarea la intervale mici a rotorului poate periclita integritatea izolaţiei rotorice.

Statorul pune probleme mai serioase din punct de vedere a răcirii faţă de rotor, din două motive:

- datorită mişcării de rotaţie, rotorul îşi ventilează mai uşor înfăşurările atât cu ajutorul ventilatoarelor dispuse la extremităţi, care pompează gazul de răcire spre secţiunea mediană a maşinii cât şi datorită ajutajelor intrare **-** ieşire care răcesc radial înfăşurările;

- datorită tensiunii electrice mai reduse (max. 600 V), distanţele de izolaţie între conductoare sunt mai mici şi perforaţiile de comunicare cu zona întrefierului pot fi practicate oricât de apropiat.

Înfăşurarea statorului comportă de asemenea conductoare tubulare fasciculare izolate şi dispuse simetric în câmp după metoda ROEBEL, pentru a se uniformiza solicitările în câmp. Mai multe conductoare formează o bară statorică. Uneori conductoarele pline fasciculare sunt dispuse astfel în crestătura statorică încât să lase liber în centrul înfăşurării un canal pentru circulaţia hidrogenului de răcire. Răcirea cu hidrogen este parţial directă deoarece energia termică este transferată de la înfăşurare la mediu de răcire, trecând prin izolaţia conductoarelor elementare, prin peretele tuburilor de răcire. Semnificativ este faptul că fluxul termic de răcire forţată nu mai trece şi prin izolaţia crestăturii ca în cazul răcirii indirecte cu aer; testele au demonstrat că la o străbatere a canalelor de ventilaţie de către hidrogen cu aproximativ 30 m/s, diferenţa de temperatură între Cu şi H_2 este redusă la circa 6^oC. În cazul răcirii directe cu un lichid aceasta circulă prin toate conductoarele fasciculare tubulare, sau numai prin o parte a acestora - depinzând de gradientul de temperatură admis. De regulă într-o crestătură statorică se aşează două bare statorice, fig. 3 .3. Cuprul rafinat electrolitic este materialul invariabil folosit pentru înfăşurările maşinilor mari, iar faptul că aceste înfăşurări sunt răcite direct în ultimul timp, a condus la obţinerea unor densităţi de curent în stator, foarte mari după cum se poate observa în tabelul 3.2.

Tabelul 3. 2.
Evoluţia metodelor de răcire cu creşterea puterii unitare

Putere nominală, [MW]	60	120	200	500
Curentul nominal, [A]	3670	5580	7780	15440
Tipul de conductor statoric	Plin	Plin	Tub.	Tub.
Mediul de răcire al statorului	H_2	H_2	H_2	Apă
Densitate de curent, [A/mm^2]	3,10	3,41	4,65	8,37

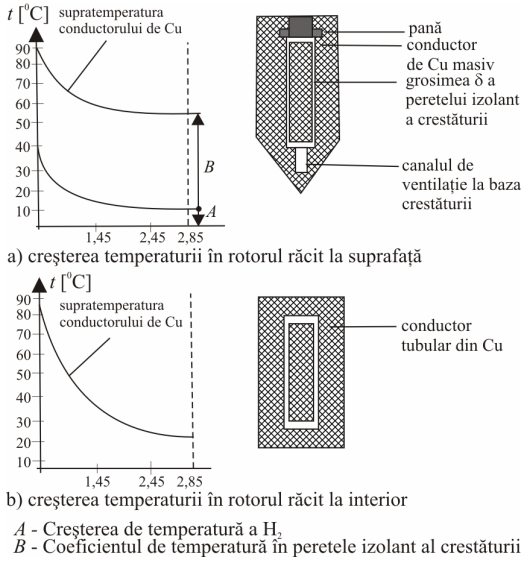


Fig. 3.1. Variația temperaturii conductoarelor din ancoşa rotorică în raport cu varianta constructivă.

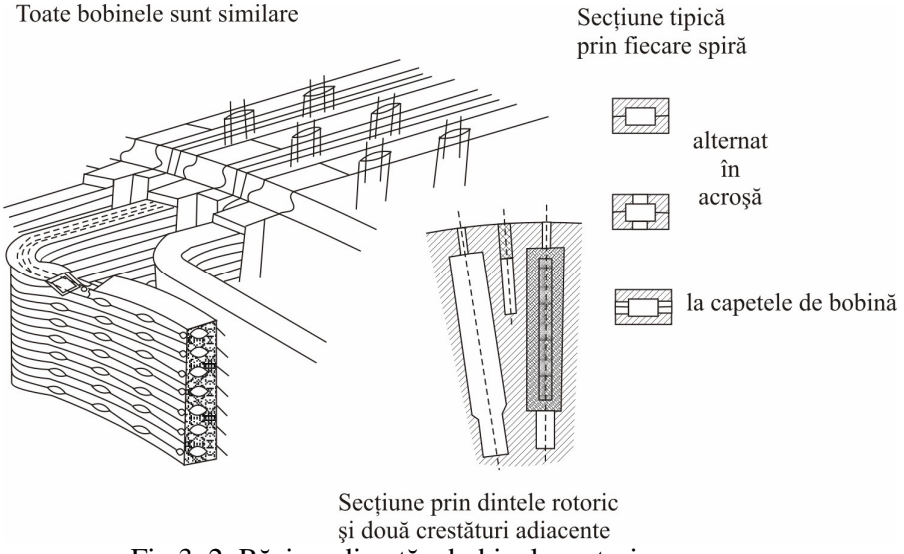


Fig.3 .2. Răcirea directă a bobinelor rotorice.

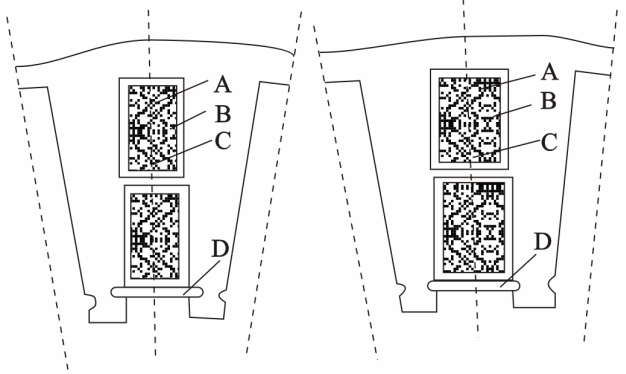


Fig 3.3. Secțiuni prin ancoşe statorice, înfăşurările fiind răcite direct cu hidrogen

A – canal de răcire

B – bara elementară a barei înfăşurării statorice

C – izolația ancoşei

D – pană

Pentru rotor, materialul conductor conține și argint în proporție de 0,1 - 0,6 % pentru a evita variațiile de lungime cu ocazia dilatărilor în prezența forțelor centrifuge, cu efect final - deteriorarea izolației.

Sarcinile liniare ale rotorului sunt direct proporționale cu sarcinile liniare ale statorului:

$$A_2 = \alpha A_1 \qquad (3.5)$$

unde: α e un coeficient de proporționalitate, care de obicei este supraunitar, conform fig. 3.4.

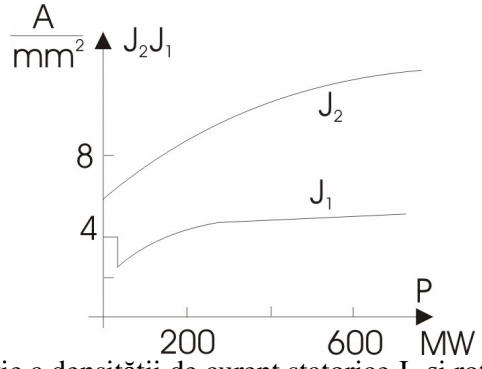


Fig 3.4. Curbele de variație a densității de curent statorice J_1 și rotorice J_2 funcție de puterea nominală a turbogeneratorului

Sarcina liniară a rotorului se determină cu relația:

$$A_2 = \frac{J_2 \Sigma q}{D_2}$$

unde: Σq - este suma secțiunile conductoarelor înfășurătorilor de excitație în toate crestăturile rotorului mm^2

J_2 - densitatea de curent a înfășurării rotorului, [A/mm^2]

D_2 - diametrul rotorului, m.

La turbogeneratoare secțiunea transversală a canalelor rotorului și în consecință secțiunea conductoarelor înfășurării de excitație, în condițiile limitării diametrului D_2, nu poate fi mărită. Dimensiunile limită ale statorului de asemenea nu permit creșterea secțiunilor conductoarelor. Așadar, mărirea sarcinilor liniare ale rotorului și statorului, nu sunt posibile decât prin mărirea densității de curent în înfășurări. Aceasta duce însă la creșterea încălzirii înfășurărilor și a necesității folosirii unor sisteme intensive de răcire a căror perfecționare este de mare interes practic.

Izolația

Dezvoltarea producției de alternatoare s-a făcut deopotrivă și pe baza succesele înregistrate în tehnica izolației de calitate caracterizată prin:

- rigiditate dielectrică;
- rezistență mecanică;
- termostabilitate.

Tendința actuală este folosirea clasei de izolație B. S-au făcut încercări cu materiale izolante ca: mică, azbest, sticlă împreună cu mase de compundare adecvate. Izolații bune care să permită dilatarea cuprului conductorului fără să crape și fără să sufere vreo deformare plastică sunt materialele izolante anorganice care folosesc mase liant din rășini termostabile. Actualmente se experimentează materiale izolante de tip film cu calități remarcabile - captoni.

Izolația rotorului este mai puțin supusă solicitărilor electrice față de izolația statorului. În schimb, trebuie să reziste la solicitări dinamice deosebite și în această direcție progrese

bune s-au făcut prin folosirea amestecurilor din azbest, fibră de sticlă şi răşini epoxidice.

Circuitul magnetic

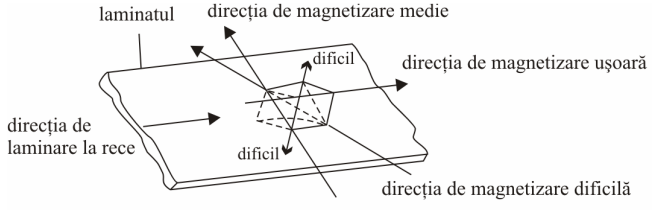
Maşinile moderne funcţionează în porţiunea saturată a curbei de magnetizare, deoarece se doreşte o valoare ridicată a fluxului pe pol, ceea ce solicită din plin sistemul de excitaţie al maşinii care furnizează solenaţia inductoare a alternatorului, din care cea mai mare parte este folosită pentru a compensa reluctanţa întrefierului şi reacţia demagnetizantă a indusului la funcţionarea în sarcina inductivă.

La o aceeaşi inducţie rezultantă în întrefier pentru un acelaşi regim de funcţionare al maşinii, sistemul de excitaţie va fi mai puţin solicitat dacă circuitul magnetic comportă oţeluri de înaltă permeabilitate magnetică cu pierderi reduse prin histerezis şi care necesită o tensiune magnetomotoare (t.m.m.) de magnetizare generală.

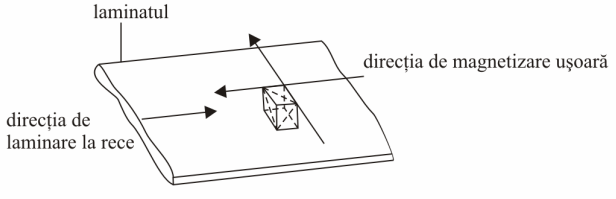
În prezent se folosesc oţelurile cu siliciu laminate la rece. Tola rezultată are o structură cristalină. Prin laminarea la rece rezultă o mai bună orientare a cristalelor în formă de cuburi, deci pierderi prin histerezis mai mici, în comparaţie cu laminarea la cald. De asemenea prin laminare la rece, variaţiile de grosime ale tolei sunt mai mici, rezultând un factor superior de împachetare a circuitului magnetic statoric. Prin adăugare de circa 4% siliciu, rezultă un nivel mai scăzut pentru t.m.m. de magnetizare.

Sistemul de cristalizare pentru oţelurile silicioase este cel cubic centrat, iar magnetizarea are loc după muchiile acestor cuburi, aşa cum se arată în figura 3.5.a. Printr-o laminare atentă se reuşeşte ca direcţia de magnetizare uşoară să coincidă cu direcţia de laminare astfel că t.m.m. necesară pe această direcţie este de cel puţin 30 de ori mai mică decât pe direcţia diagonalei cuburilor. Tolele au o grosime de circa 0,33 mm, izolate cu substanţe speciale (varnish, carlit). Grosimea stratului izolant se ridică la circa 0,006 mm rezultând un factor de împachetare de 95% pentru miezul statoric fără ca nivelul de izolaţie să fie insuficient.

Oţelurile cu nichel au avantajul că, în sistemul de cristalizare în cuburi cu feţe centrate, prezintă două direcţii de egală magnetizare de-a lungul muchiilor, una fiind în direcţia laminării, a doua perpendiculară pe aceasta. În ciuda acestui avantaj (fig. 3.5.b) tola este apreciată prea fiabilă pentru a putea fi folosită în construcţia marilor turbogeneratoare.



a) Orientarea unui cristal în tablă de Fe+Si



b) Orientarea cristalelor în table de Fe+Ni

Fig. 3.5. Orientarea cristalelor în table laminate la rece
din oţeluri magnetice

Zonele cele mai solicitate sunt cele ale dinţilor statorici marginali, unde, în special în regimuri de funcţionare capacitivă când fluxul rezultant din întrefier este sporit, iar o parte din

fluxul de scăpări atacă axial pachetul de tole, rezultând o încălzire locală puternică (în mod normal în întrefier fluxul în cauză atacă tolele radial, în subțirimea lor). Evacuarea pierderilor din miezul statoric se efectuează prin circulația hidrogenului printre pachetele de tole statorice între care există special prevăzute piese de distanțare pentru crearea de canale radiale de ventilație.

Partea mecanică

Rotorul turbogeneratorului este elementul cel mai solicitat datorită eforturilor centripete considerabile, motiv pentru care se execută dintr-o singură piesă forjată. S-a ajuns azi la rotoare forjate de peste 100 t cu proprietăți mecanice îmbunătățite (oțeluri speciale cu Cr, Mo, Vn) care rezistă la eforturi unitare de aproape 60000 daN/cm^2. S-au făcut progrese în defectoscopia ultrasonoră în verificarea calității.

Ca ordin de mărime, pentru un rotor de 6,5 m şi 1 m diametru de 3000 de ture, rezultă o forță centrifugă impresionantă de circa 200 kt. Prin folosirea mijloacelor speciale de turnare, diametrul rotoarelor poate ajunge până la 1200 **-** 1300 mm la 3000 rot/min.

Cele mai solicitate elemente ale rotorului sunt inelele marginale care fixează capetele de bobină care altminteri nu ar rezista la asemenea forțe centripete. Materialele din care se confecționează inelele pentru capetele înfăşurărilor rotorice au eforturi admisibile de circa 1,5 ori mai mari față de materialul folosit în confecționarea rotorului însuşi. În plus inelele trebuie să fie din oțeluri amagnetice, altminteri se sporeşte reactanța de scăpări a maşinii şi pierderile electrice în zona capetelor de bobină (oțeluri cu Mo şi Cr cu sau fără Ni).

Lungimea cilindrului rotorului turbogeneratorului este limitată de încovoierea statică şi de caracteristica de vibrații. Pentru evitarea vibrațiilor periculoase, turbogeneratoarele se proiectează în aşa fel încât la frecvența lor nominală de rotație să se găsească între lungimea activă a maşinii şi diametrul rotorului, L/D_2 <5,5 **-** 6,5 şi în consecință L < 6500 **-** 7000 mm .

În concluzie, la stadiul actual al tehnicii, sporirea puterii turbogeneratoarelor nu mai este posibilă decât prin creşterea sarcinii liniare ale statorului şi rotorului.

Deoarece până la 2/3 din eforturile care solicită inelele rotorului se datorează însuşi greutății lor proprii, s-au efectuat cercetări în vederea găsirii unor materiale cu greutatea specifică mai redusă. În acest sens s-au încercat aliaje pe bază de titan , dar acesta este un material foarte scump azi şi în plus comportă coeficienți de dilatare şi de elasticitate reduşi, ceea ce face riscantă deocamdată introducerea sa la maşini mai mari, deşi greutatea inelului se reduce aproape la jumătate. O altă direcție interesantă în care au mers cercetările o reprezintă materialele nemetalice, ca de exemplu, fibrele de sticlă cu care s-ar putea bandaja capetele de bobină rotorică oarecum similar cu cazul motoarelor cu rotorul bobinat. Deocamdată aceste cercetări sunt în stadiul experimental testarea având loc pe maşini de putere redusă.

Puterile unitare din ce în ce mai mari pentru alternatoare cu sisteme de răcire tot mai perfecționate, impun a fi asigurate corespunzător din punct de vedere al rezistenței mecanice cu care este realizat alternatorul. În acest sens rigidizarea carcasei statorului şi, în interior a miezului magnetic trebuie să fie suficient de solid realizată pentru a permite un grad ridicat de siguranță în general şi pentru a împiedica vibrațiile parazite în particular. La maşini mari de peste 200 MW carcasa se segmentează în trei părți pentru a facilita transportul pe căile rutiere, limita transportabilă azi pe pneuri fiind în jur de 300 tone forță. Datorită forțelor dinamice enorme implicate, nivelul vibrațiilor trebuie riguros limitat, iar rotorul foarte bine echilibrat. Dezvoltarea marilor alternatoare va fi însoțită de dezvoltarea unor tehnici superioare de echilibrare dinamică şi de calculare exactă a treptelor critice de turație.

La noi în țară la Întreprinderea Maşini grele - Bucureşti IMGB, există un modern stand de echilibrat rotoare corespunzătoare unor trepte de putere unitară până la 1 000 MW.

Etanşarea bună a lagărelor pentru maşinile răcite cu hidrogen este de mare importanţă şi se realizează cu lagăre de etanşare speciale. Dintre variantele experimentale până azi s-a impus în special lagărul de tip inelar, a cărui prezentare schematică este dată în fig. 3.6. Acest tip de lagăr s-a folosit cu succes şi la CNE cu grupuri de 1200 MW deoarece grosimea filmului de ulei este de câteva ori mai mare faţă de alte tipuri de etanşare [1, p.339].

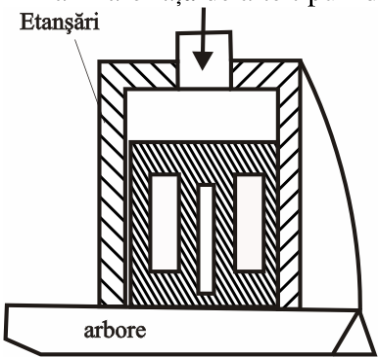


Fig. 3.6. Etanşări pentru H_2 de tip inelar

3.1.4. EVACUAREA PIERDERILOR DE PUTERE DIN TURBOGENERATOARE

În ultimele decenii, puterea alternatoarelor a crescut de câteva ori mai repede decât greutatea şi volumul lor, impuse de limitările în transporturi, graţie metodelor de răcire tot mai perfecţionate, s-a ajuns la o creştere exponenţială a eficienţei cu care sunt utilizate materialele într-un alternator de mare putere. Astfel dacă în 1940, puterea specifică a alternatoarelor era de circa *0,5* kW/kg, s-a ajuns la 0,1 kW/kg. în 1960, respectiv la 2,5 kW/kg în anul 1980.

Această stare de fapt a adus la creşterea în aceeaşi proporţie a pierderilor de putere şi care sunt azi în jur de 30 W/kg, raportarea făcându-se la maşina completă. Pentru maşini de putere mai mare s-a depăşit cu mult această valoare, în special pentru înfăşurarea rotorică deoarece rotorul are posibilităţi sporite de răcire ca element turnant al maşinii. Se doreşte ca rotorul să poată produce o solenaţie de excitaţie cât mai mare pentru a permite funcţionarea maşinii cu factor de putere inductiv de valoare redusă, dar în acelaşi timp, datorită solicitărilor dinamice excepţionale din zona capetelor de bobină nu se poate spori volumul rotorului peste o valoare limită, menţionată anterior. În tabelul 3.3, se dau pierderi1e în cuprul marilor alternatoare raportate la unitatea de greutate [4].

Tabelul 3.3

Pierderi1e în cuprul marilor alternatoare

Puterea unitară, [MW]	Pierderi specifice, [W/kg]	
	Înfăşurarea statorică	Înfăşurarea rotorică
800	150	500
1500	320	1100

Scoaterea din uz a alternatoarelor se face în mod normal datorită îmbătrânirii izolaţiei. Pentru a preveni îmbătrânirea rapidă a izolaţiei, temperatura maximă din maşină trebuie limitată superior, evitate cu strictețe supratemperaturile accidentale. Din acest motiv variaţia temperaturilor maşinii se ţine sub observaţie de către personalul de exploatare.

Măsura temperaturilor înfăşurărilor statorice şi a dinţilor statorici ai circuitului magnetic se face, pentru maşinile mari cu 6 - 9 termocuple. Temperatura rotorului se deduce

comparând tensiunea şi curentul de excitaţie cu o scară ohmetrică gradată în centigrade.

O caracteristică a marilor maşini este întrefierul destul de mare pentru a putea realiza un raport de scurtcircuit limitat inferior din motive de stabilitate a funcţionării. Un întrefier mărit necesită o solenaţie de excitaţie sporită, deci o încălzire a rotorului mai mare. Un efect pozitiv în mărirea întrefierului este totuşi faptul că ventilaţia gazului de răcire se face mai eficient.

Răcirea indirectă cu aer

Aerul preia temperatura, în mod indirect, de la suprafaţa rotorului şi statorului. Aceste suprafeţe sunt încălzite la rândul lor de conductoare prin intermediul izolaţiei, transmisia căldurii făcându-se printr-o serie de rezistenţe termice atât pentru stator cât şi pentru rotor, aşa cum se arată în diagrama din fig. 3.7. a şi b. Tolele statorice sunt răcite mai uşor deoarece sunt prevăzute din loc în loc canale circulare radiale printre pachetele de tole. Se vede că există o cădere de temperatură considerabilă între conductorul din cupru şi mediul de răcire în cazul răcirii convenţionale (indirecte) pentru care se pot trage câteva concluzii generale în vederea reducerii acestei căderi de temperatură:

a) Variaţia grosimii izolaţiei influenţează în acelaşi sens variaţia gradientului de temperatură. Reducerea grosimii izolaţiei nu se poate face decât până la limita la care rigiditatea dielectrică pentru materialul respectiv mai este asigurată.

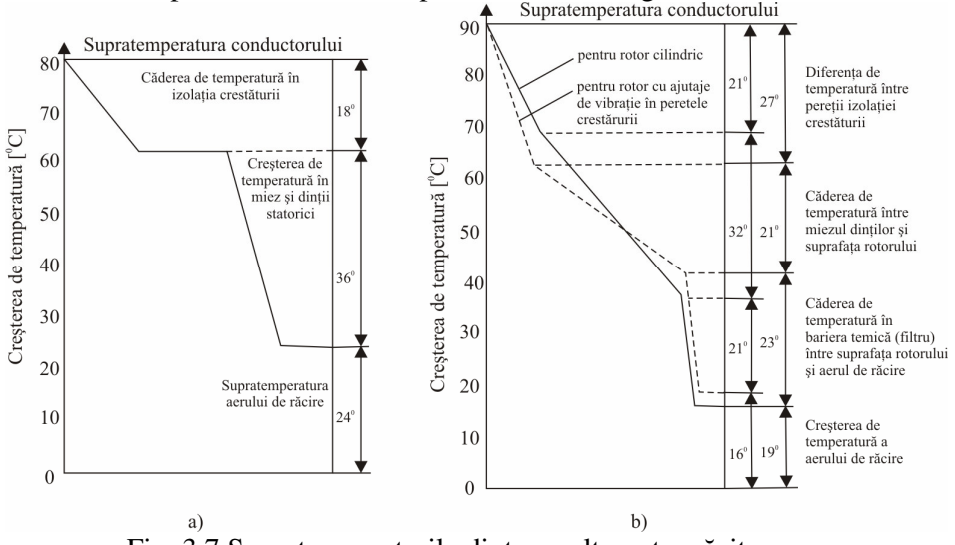


Fig. 3 7 Supratemperaturile dintr-un alternator răcit cu aer

a)- pentru stator b)- pentru rotor

b) Căderea de temperatură între curentul de aer şi suprafaţa rotorului reprezintă bariera de transfer de căldură şi poate fi redusă prin creşterea turbulenţei sau şi prin creşterea coeficientului de transfer al gazului folosit. Există un compromis pe care proiectantul trebuie să îl realizeze între volumul pierderilor Joule şi prin curenţi turbionari şi histerezis care trebuie evacuate din maşină.

Circulaţia aerului este asigurată de cele două ventilatoare axiale dispuse la capetele rotorului. Dacă puterea de ventilaţie este insuficientă în acest fel se foloseşte adiacent încă un ventilator buster plasat sub alternator către limita de putere pentru care aerul ca mediu de răcire mai poate fi acceptat şi care a fost de 60 MW. Aerul de ventilaţie este absorbit de la ieşirea din schimbătoarele de căldură cu apă plasate sub alternator, în zona mediană, urmând un circuit închis. O parte ajunge în întrefier răcind suprafaţa rotorului, suprafeţele interioară şi exterioară a statorului, pachetele de tole statorice. O parte din aerul vehiculat este folosit pentru etanşarea lagărelor pentru ca să nu pătrundă aer cu impurităţi (praf de cărbune de la excitatrice) din sala maşinilor în alternator. Pierderile de aer sunt suplimentate totuşi cu aer

din exteriorul maşinii admis în maşină însă printr-un filtru. Zonele depresionare din părţile laterale interioare şi zonele de suprapresiune create de ventilator în zona mediană a alternatorului trebuie înțelese ca fiind cilindrice, de jur împrejurul rotorului, fig. 3.8. a, b.

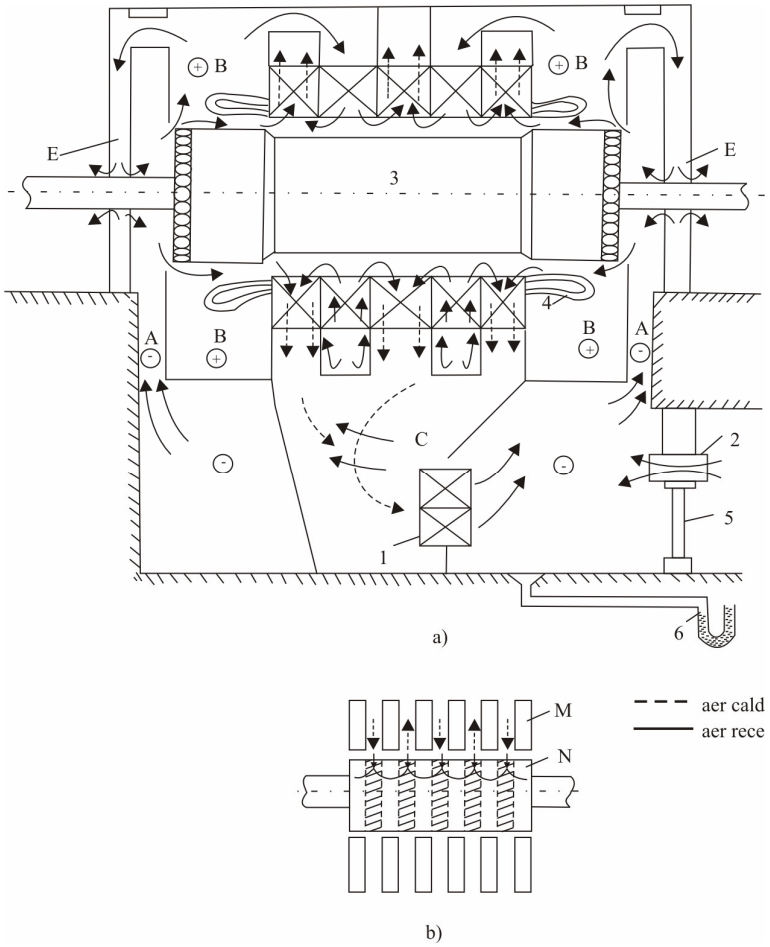


Fig. 3.8. Răcirea rotorului

a)Răcirea indirectă cu aer în circuit închis

1.Răcitorul cu apă
2.Filtrul de aer
3.Rotorul generatorului

4.Înfăşurarea statorică
5.Uşa de vizitare
6.Etanşarea cu apă

A.depresiune
B.suprapresiune
C.camera aerului cald
E.etanşarea

b)Schema de circulație a H_2 la răcirea directă a rotorului în sistemul transversal

M.pachet de tole statorice N.rotorul

Răcirea directă cu gaz

Răcirea cu aer nu trebuie privită ca învechită. Dimpotrivă, sunt în funcţiune o mulţime de alternatoare de 30 MW şi astăzi chiar de 330 MW, complet răcite cu aer. La aceste maşini conductoarele sunt tubulare, permiţând evacuarea căldurii în mod direct. Construirea unor maşini atât de mari răcite complet cu aer în mod direct a adus o bogată experienţă şi o mai bună înţelegere a fenomenului aerodinamic de evacuare a pierderilor; s-au evidenţiat calităţile superioare şi ale altor medii de răcire, comparativ cu aerul, fapt ce a dus la înlocuirea acestuia din urmă, tabelele 3.4.1, 3.4.2. Tendinţa modernă este de a reveni la răcirea clasică cu aer, după un studiu intens al rezistenţelor aerodinamice efectuat pe modele.

Răcirea directă cu hidrogen

Din tabel rezultă o serie de avantaje legate de folosirea hidrogenului:

a) Prin folosirea H_2 pur, pierderile prin ventilaţie se reduc de 14,3 ori faţă de aer, în condiţii identice de presiune şi temperatură. În realitate amestecul gazos în corpul generatoarelor conţine circa 3 % aer, vapori de apă etc., fiind numai de aproximativ 10 ori mai uşor decât aerul. Cu toate acestea reducerea pierderilor de putere prin ventilaţie în cazul H_2, (la TG răcite cu aer aceste pierderi înseamnă 0,3 - 0,5 din pierderile totale) conduc la o creştere de aproximativ 1% a randamentului generatorului.

Tabelul 3.4.1

Sisteme de răcire

Mediul de răcire	Greutatea specifică relativă		Căldura specifică relativă	Conductibilitatea termică relativă	Viteza de circulaţie relativă	Coeficient de transmitere a căldurii relativ în regim turbulent de curgere a fluidului	Capacitatea de evacuare a căldurii relativă
Aer	1		1	1	1	1	1
H_2	la 1,035 ata	0,07	14,3	7,3	1	1,5	1
	la 2 ata	0,14	14,3	7,3	1	2,5	2
	la 3 ata	0,21	14,3	7,3	1	3,4	3
	la 4 ata	0,28	14,3	7,3	1	4,3	4
Ulei		848	2,08	5,3	0,05	6	15
Apă		1000	4,16	23	0,05	18	40

Obs. 1. Viteza de circulaţie de referinţă a aerului este de 40 m/s.

Obs. 2. Principalele caracteristici fizice ale diferitelor medii de răcire utilizate, sunt raportate la caracteristicile fizice ale aerului, considerat la presiunea de 760 mm col Hg şi 20^{o}C.

Tabelul 3.4.2.

Răcirea statorului şi a rotorului

Domeniul puterilor unitare MVA		Până la 60	40 165	80 250	200..... 1000	200..... 1000	peste 500
Sistemul de răcire	Stator	indirect cu aer	indirect cu H_2	indirect cu H_2	direct cu H_2	direct cu lichid	direct cu lichid
	Rotor					Direct cu H_2	

b) Faptul că hidrogenul are căldura specifică de 14,3 ori mai mare decât aerul, este compensat de greutatea sa specifică de 14,3 ori mai mică astfel că în condiţii egale de debit volumetric, temperatură, capacitatea de evacuare a H_2 este egală cu cea a aerului. În realitate însă H_2 este puţin dezavantajat din cauză că nu este 100 % pur.

c) Coeficientul de transmitere a căldurii de 1,33 - 1,35 dă posibilitatea sporirii încărcării generatorului la aproape 125 % faţă de cea corespunzătoare răcirii cu aer.

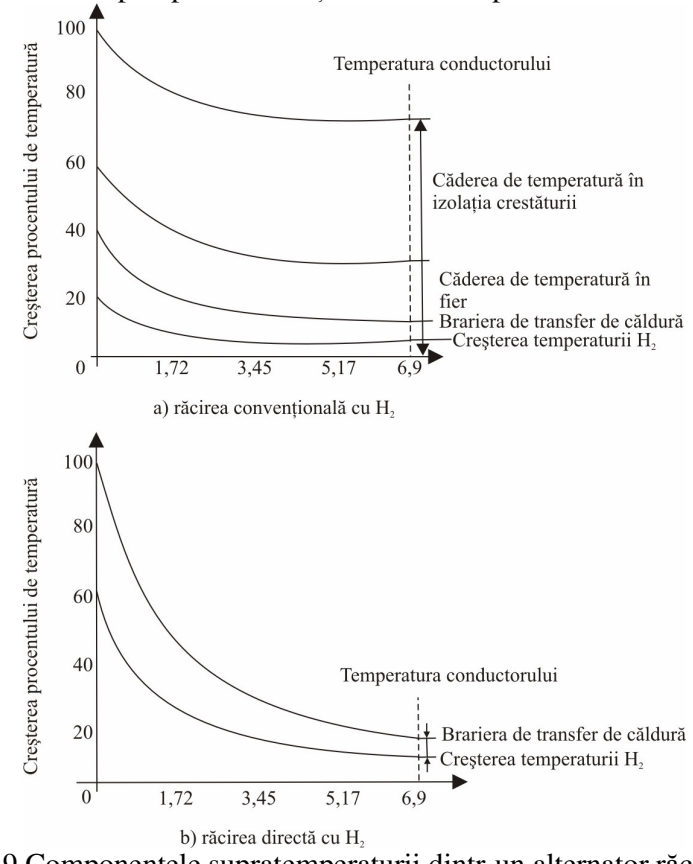


Fig. 3.9 Componentele supratemperaturii dintr-un alternator răcit cu H_2

d) Prin răcirea cu H_2, sporeşte securitatea în exploatare a materialelor electroizolante şi durata lor de viată creşte pentru că nu mai sunt atacate de oxigenul din aer şi de vaporii de apă, iar în cazul unui scurtcircuit intern, arderea nu este întreţinută de H_2 curat. Trebuie avut în vedere că pătrunderea aerului în proporţie începând cu 25% formează un amestec puternic exploziv cu hidrogenul, motiv pentru care există întotdeauna o suprapresiune de cel puţin 0,035 x 10^5 N/m^2 în interiorul alternatorului.

e) Eficienţa răcirii cu H_2 sporeşte dacă presiunea creşte în intervalul 1,5...35 x 10^5 N/m^2. Peste acest interval, cresc pierderile prin ventilaţie şi se accentuează problema etanşării.

Spre exemplu folosirea H_2 la o presiune de 3 x $10^5 N/m^2$ permite creşterea sarcinii alternatorului la 125%**,** faţă de sarcina corespunzătoare presiunii de 1,033 10^5 N/m^2

Există totuşi şi unele dezavantaje în cazul utilizării hidrogenului, astfel:

a) Blindarea carcasei care trebuie să reziste unei eventuale explozii şi care devine mai grea cu 50 - 80 %*,* iar toate etanşările trebuiesc executate şi controlate.

b) Sunt necesare instalaţii suplimentare: de CO_2 sub protecţia cărora se împiedică ca H_2 să ajungă în contact cu aerul prin ulei pentru asigurarea funcţionării etanşărilor axiale cu ulei.

c) Spaţiile închise în care se poate acumula hidrogenul care scapă prin neetanşeităţi pot fi sediul unor explozii (de ex. tubulatura barelor capsulate).

Avantajul răcirii directe cu hidrogen, faţă de răcirea indirectă este ilustrat sugestiv în fig. 3.9. In plus se vede că eficienţa răcirii creşte o dată cu creşterea presiuni gazului.

Răcirea directă cu lichid. Răcirea completă cu apă

Pentru maşinile de putere limită ca şi pentru cele de puteri relativ mai mici, utilizarea apei ca mediu de răcire în locul hidrogenului conduce la avantaje remarcabile, astfel:

- carcasa este de construcţie uşoară;
- lagărele de etanşare sunt de construcţie simplă cu labirinţi;
- rotorul nu are ventilator;
- întrefierul comportă un cilindru care separă util spaţiul statorului de cel al rotorului.

Apa este folosită pentru răcirea directă a înfăşurărilor şi indirect pentru răcirea pachetului de tole statorice. Folosirea avantajelor sporite pe care le prezintă apa, legat de evacuarea eficientă a pierderilor din alternator este evidentă; în fapt puterea de pompare necesară circulaţiei apei de răcire este neglijabilă în comparaţie cu puterea de ventilare la maşinile răcite cu hidrogen, iar pierderile prin frecare cu gazul sunt aici reduse. Astfel, de exemplu, pierderile pentru un alternator de 1000 MW se cifrează la 14 MW. Pentru evacuarea acestor pierderi prin hidrogenul circulând axial prin rotor, trebuie utilizată o putere de ventilaţie de aproximativ 1400 kW. Dacă însă se foloseşte răcirea cu apă directă a înfăşurărilor, evacuarea aceloraşi pierderi necesită o putere de pompare sub 100 kW.

Tendinţa de compactizare a construcţiei alternatoarelor moderne este de mult facilitată de introducerea apei ca mediu de răcire, prin suprimarea schimbătoarelor de căldură din interiorul carcasei care trebuia să fie şi rezistentă la explozie. Astfel, de exemplu, în 1940 puterea specifică a celor mai mari alternatoare a fost de aproximativ 0,5 kW/kg şi a atins 1kW/kg în 1960. La noile maşini realizate în anul 1980 această putere specifică va depăşi 2,5 kW/kg.

Factorul de utilizare al părţilor active poate fi net crescut, iar realizarea de maşini de 2 **-** 3 GVA este absolut posibilă prin acest sistem nou de răcire prin care practic se dublează şi chiar triplează densităţile de curent în înfăşurări (20 - 30 A/mm^2).

Perfecţionarea construcţiei alternatoarelor a atras însă după sine şi o creştere rapidă a pierderilor specifice care la maşinile de mare putere au atins valori remarcabile, conform tabelului 3.3.

Apa de răcire este o apă foarte curată cu conductibilitate electrică de circa 0,3 μS/cm (de regulă sub 2.5 μS/cm).

În fig. 3.10. se dau secţiuni prin ancoşele statorice răcite direct cu apă pentru cazurile în care toate, sau numai o parte din conductoarele fasciculare sunt tubulare. Există mai multe soluţii pentru aducerea apei la conductoarele fasciculare. Una din cele mai folosite de marile alternatoare, printre care şi cel românesc de 330 MW, este acela în care cele două bare statorice pe ancoşă reprezintă şi un drum hidraulic pentru apa de răcire, fiind racordate prin câte două conducte elastice din teflon la două colectoare inelare dispuse în zona frontală a maşinii, aşa cum se indică în detaliu în fig. 3.11.

Alimentarea cu apă a rotorului se realizează printr-un canal dublu, coaxial practicat în arbore, din care se alimentează în paralel toate conductele ancoşelor rotorice, în mod echilibrat.

Notă: Pachetul de tole statorice este răcit indirect prin tuburi de oţel inoxidabil introduse presat, prin care circulă apa de răcire. În stadiul actual al tehnicii, răcirea directă cu apă a tolelor este exclusă deoarece sporeşte pericolul degradării izolaţiei statorice şi poate provoca coroziunea tolelor. Este unul din dezavantajele sistemului la care se adaugă nivelul de realizare tehnică care este de o înaltă tehnicitate.

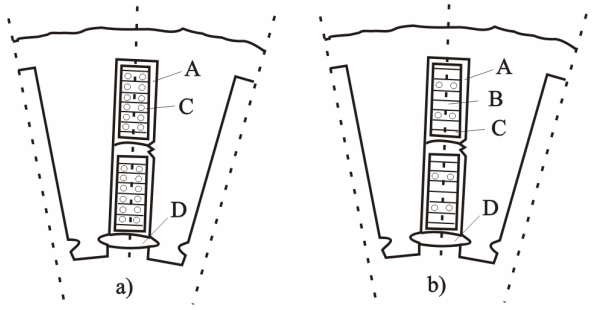


Fig. 3.10 Secţiuni prin ancoşe statorice înfăşurate fiind răcite direct cu apă
A **-** conductor elementar cu canal de răcire interior; B **-** conductor elementar de secţiune plină
C - izolaţia ancoşei; D - pană

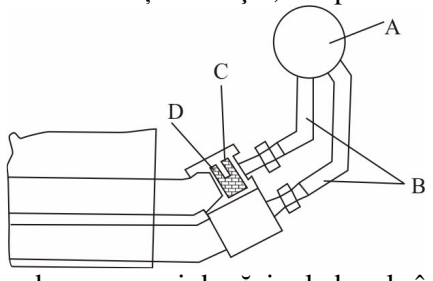


Fig. 3. 11. Sistem de aducere a apei de răcire la barele înfăşurărilor statorice
A **-** colector inelar de apă; B **-** conducte elastice din teflon;
C - cameră de apă; D **-** bare elementare

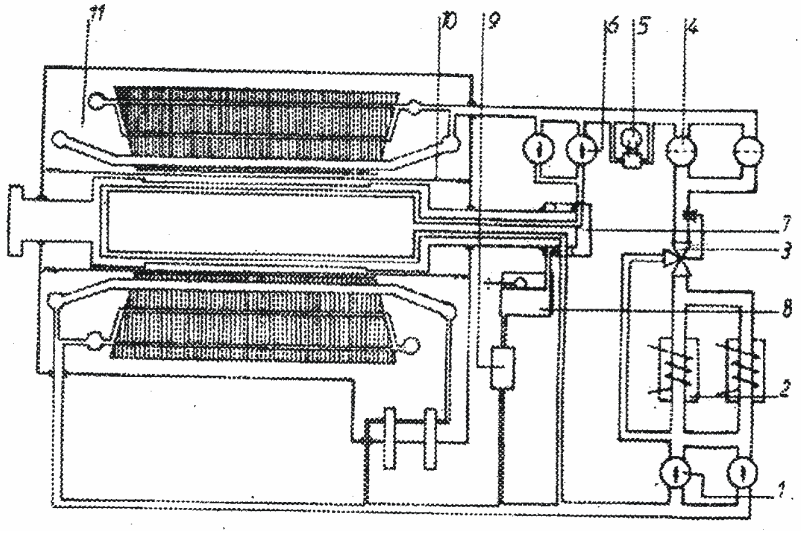


Fig. 3.12. Schema răcirii complete cu apă a unui turbogenerator tetrapolar destinat unei CNE:
- pompă principală; - filtru.
- răcirea apei de retur; - măsura conductivităţii electrice;
- reglarea temperaturii; - pompele pentru circuitul hidraulic rotoric;

- etanşarea frontală a circuitului hidraulic rotoric;
- rezervor tampon;
- circuitul de purificare a unei cote din apa folosită;
- cilindrul izolant din întrefier;
- spaţiul umplut cu N_2.

În fig. 3.12 se prezintă un alternator răcit complet cu apă.

O noutate adusă de acest sistem de răcire este folosirea unui cilindru izolant rezistent plasat în întrefier; etanş la gaz, el separă spaţiul cuprinzând rotorul, de spaţiul statorului. În plus el evită ca eventualele scăpări de apă rotorice să pună în pericol statorul şi permite de asemenea ca în spaţiul rotoric să se facă un vid parţial de circa 0,35 x 10^5 N/m^2, diminuând astfel net pierderile prin frecarea aerului cu rotorul (suprafaţa sa interioară este de altfel mai puţin rugoasă comparativ cu cea a statorului). Statorul poate fi astfel imersat într-un gaz inert, de pildă azot care să împiedice întreţinerea oricărui incendiu; aşadar, cilindrul din întrefier dă posibilitatea de a utiliza, în cele două spaţii, fluide diferite şi sub presiuni diferite.

De remarcat că sistemul prezentat poate fi optimizat, dacă este cazul prin folosirea:
- tehnicii frigului, cu o temperatură de intrare apropiată de 0^0C,
- creşterea punctului de fierbere al apei, presurizând superior circuitul apei din rotor.

Datorită calităţilor sale, sistemul răcirii complete cu apă prezintă avantaje atât pentru maşinile mari cât şi pentru maşinile mai mici până la cele răcite cu aer. Mai mult decât atât, s-a introdus chiar şi la maşini hidrogeneratoare cu puteri începând cu 80 MW, deşi hidroagregatele au condiţii de răcire cu aer net avantajoase turbogeneratoarelor datorită spaţiului şi deci a suprafeţelor de schimb de căldură mult sporite.

Răcirea directă cu lichid. Răcirea cu apă şi ulei

Se referă la răcirea cu ulei doar a pachetului de tole statorice, în mod direct prin canale longitudinale. Uleiul care se infiltrează între tole este oprit de cilindrul din întrefier de a ajunge la rotor. De fapt uleiul care se infiltrează la începutul tolelor, colmatează, consolidând canalul principal de răcire.

Folosirea uleiului este justificată nu numai pentru răcirea tolelor dar şi pentru proprietăţilor sale de amortizare a vibraţiilor. Pe de altă parte, riscul unui incendiu este exclus, deoarece statorul este imersat în azot.

Introducerea uleiului trebuie privită ca o extrapolare a posibilităţilor de răcire completă şi directă prin lichide. Folosirea uleiului şi pentru înfăşurări nu este oportună. puterea instalată în unităţile de pompare sărind de aproximativ 6 ori, datorită creşterii vâscozităţii în raport cu apa.

Răcirea directă cu lichid. Răcirea combinată cu gaz şi lichid

Pentru stadiul actual al construcţiei de alternatoare, majoritatea unităţilor mijlocii şi mari sunt răcite direct cu apă - în înfăşurările statorice - şi cu hidrogen - înfăşurarea rotorică în mod direct şi fierul statoric, indirect. Practic toate maşinile începând cu puterea unitară de 200 MW beneficiază de acest sistem de răcire combinată, cu toate avantajele şi dezavantajele care decurg de aici, menţionate anterior. Principial, o secţiune printr-o maşină răcită cu apă, este prezentat în figura 3.13. Acest sistem de răcire este oportun şi pentru maşini de putere foarte mare de peste 1 GVA, tetrapolare, pentru CNE, spaţiul mai mare la astfel de maşini pentru rotor nu face absolut necesară introducerea apei în înfăşurarea rotorică.

Acest sistem de răcire combinat este, după unii specialişti, o direcţie sigură de urmat în construcţia alternatoarelor care elimină pierderile în mod eficient. Astfel hidrogenul răceşte miezul statoric în mod direct evacuând energia termică care este funcţie numai de tensiunea generatorului, nu şi de sarcina lui. Pierderile din înfăşurarea statorică sunt, la rândul lor evacuate eficient prin răcire directă cu apă.

Răcitoarele de hidrogen au presiunea apei de răcire inferioară presiunii hidrogenului

deoarece pătrunderea apei în maşină ar putea provoca coroziunea pachetului de tole statorice şi deci pierderi prin curenţi turbionari.

Instalaţii anexe sistemului de răcire

Răcirea alternatoarelor implică şi existenţa unor instalaţii auxiliare care asigură:

- supravegherea echipamentului;
- alimentarea cu H_2, respectiv CO_2 şi etanşarea lagărelor;
- alimentarea cu apă de răcire directă a înfăşurărilor.

Instalaţiile de supraveghere şi control

Instalaţiile de supraveghere şi control sunt necesare pentru a ţine sub observaţie parametrii sistemului de răcire folosit cu ajutorul unor aparate şi instrumente specializate acestui scop. Mărimile urmărite sunt următoarele:

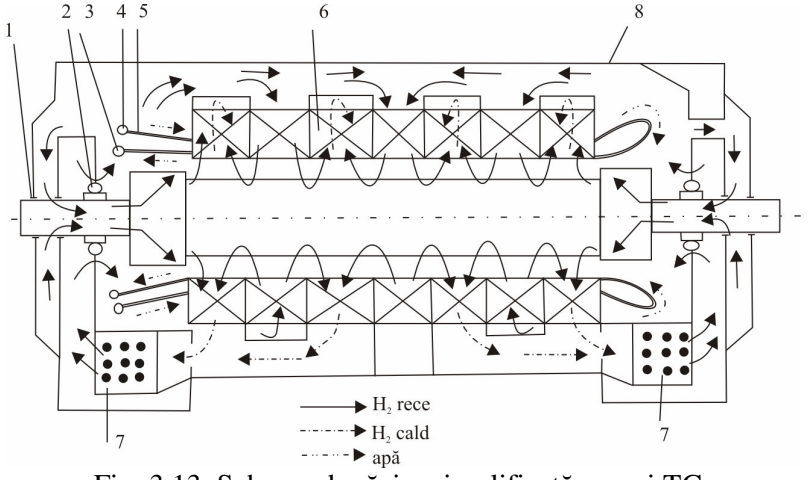


Fig. 3.13. Schema de răcire simplificată a unui TG:

- răcire cu H_2 a rotorului şi flerului statoric, şi
- răcire directă cu apă a barelor statorice.

1- sistemul de etanşare a lagărelor;
2- ventilator axial;
3- colectoarele de apă caldă;
4- colectoarele de apă rece;
5- capetele de bobine statorice;
6- pachete de tole statorice;
7- schimbătoarele de căldură apă/hidrogen;
8- carcasa alternatorului rezistentă la o eventuală explozie.

a.Temperaturile, obţinute cu ajutorul termocuplelor, termorezistenţelor sau a termometrelor, plasate la ieşirea agentului de răcire din schimbătorul de căldură (răcitori), valoarea respectivă fiind citită pe un instrument de pe panoul de control al fluidului de răcire folosit.

b.Presiunile sunt măsurate în montaj obişnuit sau diferenţial pentru sistemul de etanşare, fluidul de răcire şi respectiv pentru fluidul secundar de răcire din schimbătoarele de căldură. Manometre diferenţiale cu contacte măsoară diferenţa de presiune între două puncte în acelaşi circuit sau între două circuite separate. De exemplu: Presiunea diferenţială între H_2 din carcasa alternatorului şi apa de răcire din înfăşurarea statorică apare pentru că în orice moment presiunea apei trebuie să fie inferioară şi această diferenţă de presiune este mai sigur indicată de manometre separate. În plus, manometrele diferenţiale facilitează acţionarea unei alarme.

c.Puritatea agentului principal de răcire se referă la securitatea exploatării alternatoarelor care folosesc H_2, dedusă prin mai multe metode. În una dintre acestea se compară conductivitatea termică a hidrogenului de măsurat cu cea a hidrogenului presupus pur 100% şi care este stocat în cilindri speciali. Măsurătoarea indică abaterea amestecului gazos din alternator faţă de cel

standard care nu trebuie să fie sub 95%.
d.Conductivitatea apei de răcire, la temperatura normală de lucru nu trebuie să întreacă 2 μS/cm. Impurităţile afectează sensibil conductivitatea dincolo de parametrii normali ai apei de răcire a înfăşurări lor, de exemplu temperaturile peste punctul de fierbere al apei au acelaşi efect nefavorabil. În acest fel, analizorul de conductivitate al apei este un indicator direct al purităţii şi indirect al temperaturii. Există de asemenea indicatoare permanente de viteză a apei şi uleiului în sistemele respective precum şi ocazional, pentru fluxul de H_2. Conductivitatea electrică a apei se controlează de regulă în trei puncte ale circuitelor de apă: la intrarea apei în generator, la ieşirea din generator şi la ieşirea din instalaţia de demineralizare şi deionizare. În felul acesta se identifică mai uşor cauzele unei eventuale modificări survenite în conductivitatea electrică a apei.
e.Gradul de uscare al H_2 este ameliorat prin folosirea uscătoarelor de gaz conectate la sistemul de circulaţie al H_2: o anumită cantitate de H_2 din alternator este by-passat din fluxul principal în uscătorul de gaz unde se înlătură umiditatea, iar gazul uscat este returnat sistemului. Umezeala poate apare la umplerea cu H_2 a alternatorului precum şi din alternatorul însuşi.

Toate aceste elemente de supraveghere sunt capabile să iniţieze o alarmă, să declanşeze pornirea de elemente de rezervă ale sistemului de răcire, respectiv să declanşeze grupul dacă parametrii controlaţi întrec limitele domeniului.

Instalaţii de alimentare cu H_2, CO_2 şi aer comprimat

În mod obişnuit, în centralele electrice hidrogenul şi respectiv bioxidul de carbon sunt aduse în butelii la presiune ridicată (150 x 10^3 Pa). Mai rar H_2 se aduce în autocisterne sau se fabrică în centrală prin electroliza apei. Normativele cer ca fiecare generator să se poată alimenta de la un grup propriu de butelii care se montează pe un stelaj în afara sălii maşinilor; rezerva de hidrogen pe 10 zile asigură o umplere a celui mai mare generator din centrală. Reducerea presiunii H_2 de la 150 1a 2 - bari se face prin două trepte de reductoare de presiune care realizează automat reducerea şi reglarea presiunii.

Evacuarea hidrogenului se face cu CO_2 după care generatorul se suflă cu aer comprimat. La umplerea maşinii din nou cu H_2 se introduce CO_2 până la umplerea completă a maşinii, conform schemei din fig. 3.14.

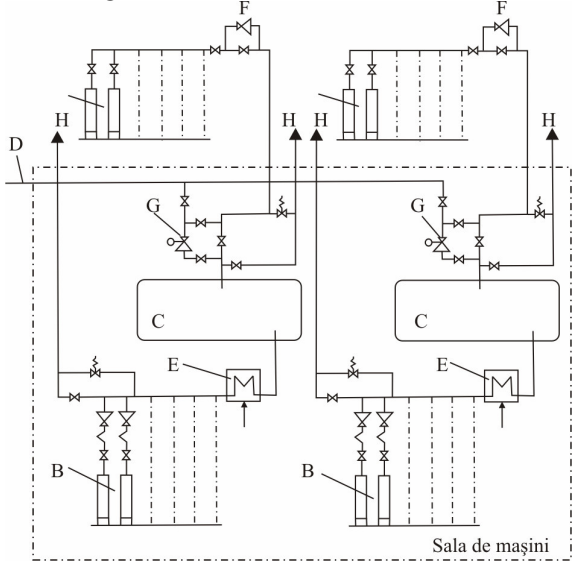


Fig. 3.14. Schema de alimentare a generatoarelor de H_2, CO_2 şi aer comprimat

A - butelii de H_2; B - butelii de CO_2; C - generatoarele centralei; D - conductă de aer comprimat (5-8 ata); E - decongelator de CO_2; F - ventil reductor de presiune 140/6-10 ata; G - ventil automat pentru reducerea şi reglarea presiunii 6-10/2-5 ata; H - eşapare în atmosferă.

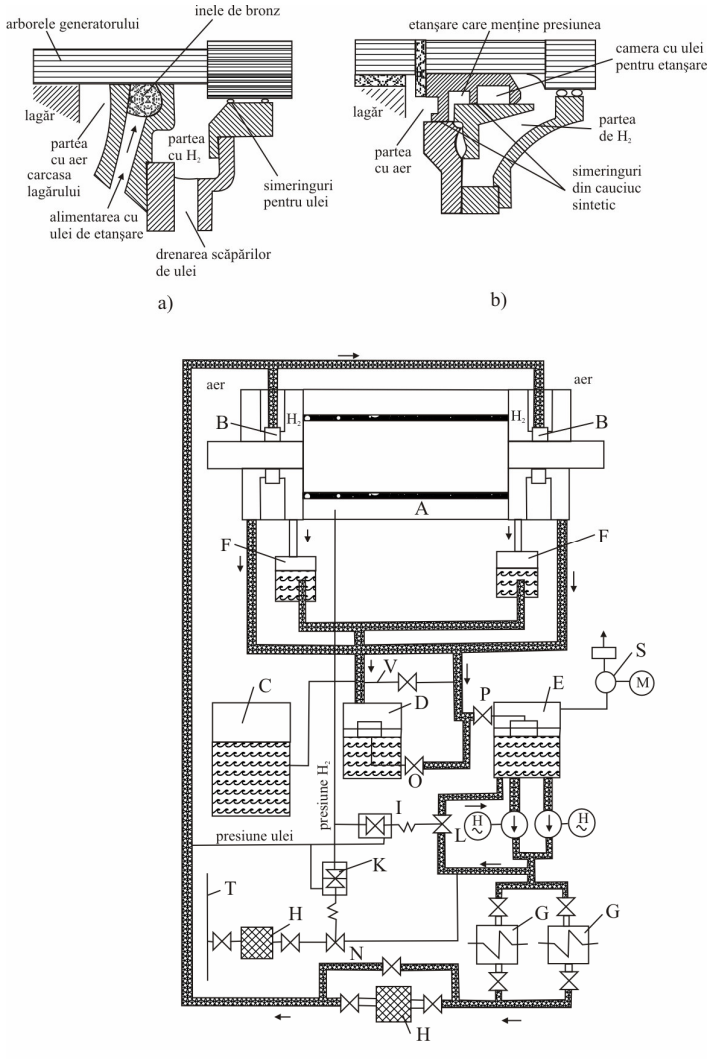


Fig. 3.15. Sistem de etanşare cu ulei al arborelui generatorului împotriva scăpărilor de H_2

Legenda:

a)etanşare de tip inelară;

b)etanşare de tip axială;

c)instalaţiile uleiului de etanşare;

A-generatorul;
B-dispozitive de etanşare prin ulei sub presiune;
C-rezervor de ulei pentru turbină;
D-rezervor intermediar de ulei;
E-rezervor cu vid;
F-degazoare cu hidrogen;
G-răcitoare de ulei;
H-filtre;
I,K-traductoare difereaţiale de presiune;
O,P-ventile comandate de plutitoarele rezervoarelor;
L,N-ventile comandate de traductoarele de diferenţă de presiune;
M-motoare;
R-pompe;
S-pompă de vid;
T-conducta uleiului de comandă şi reglare a turbinei;
V-conducte de umplere;

- conducta de ulei parcursă în regim normal de funcţionare;

- conducta de ulei care nu este parcursă de ulei în regim normal de funcţionare;

- ventil.

Etanşarea arborelui generatorului

Etanşarea arborelui generatorului împotriva scăpărilor de H_2 este un element de securitate deosebită în funcţionarea generatorului. Sunt două tipuri principiale diferite de etanşare a arborelui (respectiv a lagărelor rotorului): de tip inelar cu faţă cilindrică şi de tip inelar cu faţă plană, scopul final fiind minimizarea pierderilor de H_2 în mod obişnuit se foloseşte ulei pentru etanşare. O mică toleranţă este prevăzută între suprafaţa de etanşare şi suprafaţa arborelui rotoric, iar uleiul sub presiune este forţat să pătrundă în spaţiul circular astfel creat, rezultând efectul de etanşare.

Figura 3.15 indică principiul de funcţionare al sistemelor de etanşare. În sistemul de etanşare cu inel mobil, cu faţă cilindrică, figura 3.15.a., inelele de etanşare sunt două elemente de lagăr în miniatură în bun contact radial cu suprafaţa arborelui, dar ţinute separate de un arc de siguranţă. Uleiul de etanşare este forţat să pătrundă în spaţiul dintre cele două elemente inelare de lagăr şi trece în două direcţii opuse axial de-a lungul arborelui. în fig. 3.15.b., unde se arată al doilea sistem, elementul de etanşare este realizat printr-un mic lagăr care este în contact bun axial cu un umăr plat strunjit pe arbore, fiind astfel presat de resoarte spirale sau de presiunea uleiului însuşi.

Uleiul de etanşare este forţat să pătrundă de data asta radial, între arbore şi inelul de etanşare presat axial.

Pentru marile alternatoare este mai potrivit primul sistem, deoarece:

- filmul de ulei între inelul de etanşare şi arbore este de câteva ori mai subţire faţă de filmul de ulei în cazul celui de al doilea sistem, ceea ce face să crească siguranţa în funcţionare chiar şi atunci când există pierderi momentane de presiune de ulei la trecerea de pe alimentarea principală pe cea de rezervă;

- deplasarea axială care datorită dilatărilor arborilor poate atinge câţiva cm la marile grupuri, fac inadecvat pentru aceste maşini de mare putere, tipul de etanşare axială.

Menţinerea unei suprapresiuni a uleiului de etanşare a generatorului, faţă de hidrogen conduce la pătrunderea axială în generator a unei cantităţi de ulei care absoarbe circa 10% din volumul său, hidrogen. La ieşire absoarbe circa 10% aer pe care-l introduce în maşină amestecându-l cu hidrogenul. Acest fenomen creează probleme serioase exploatării care deocamdată se rezolvă prin introducerea de H_2 pur în maşină care să înlocuiască amestecul H_2 + aer, pătruns în mod nedorit în alternator. Prin perfecţionarea etanşărilor cu ulei se urmăreşte diminuarea H_2 de completare pur introdus în alternator. (De aceea pentru un alternator de 315 MW se introduce la 24 h, $\approx 17\ Nm^3\ H_2$).

Instalaţiile uleiului de etanşare sunt prezentate schematic în fig. 3.15 c. Din spaţiul de hidrogen, se trece la bateria de degazare F, unde se elimină H_2 absorbit; în continuare, împreună cu uleiul din spaţiul de aer al alternatorului, ajunge în rezervorul cu vid E, unde gazele părăsesc uleiul.

Reglajul debitului de ulei se face de ventilul 0 comandat de plutitorul rezervorului D. Uleiul filtrat şi răcit intră în sistemul de etanşare, antrenat fiind de grupul de 2 pompe, una alimentată în curent alternativ, alta alimentată în curent continuu.

Prin ventilul (1) comandat de traductorul diferenţial de presiune se reglează presiunea uleiului astfel ca să fie superioară presiunii H_2.

Instalaţii de alimentare cu apă de răcire directă

Instalaţii de alimentare cu apă de răcire directă sunt prezentate schematic în fig. 3.16.

Două pompe dimensionate 100% fiecare asigură circulaţia apei de răcire prin două schimbătoare de căldură de tip apă - apă, de asemenea calibrate 100% fiecare. Aproximativ 1% din fluxul de apă este derivat prin instalaţia de deionizare şi demineralizare în scopul menţinerii conductivităţii electrice a apei sub 2 μS/cm. La ieşirea din instalaţia de demineralizare şi deionizare, apa este trecută printr-un filtru, dublat la rândul său printr-un

filtru de rezervă, după care toată apa înainte de intrare în tubulatura fină a barelor statorice (şi eventual rotorice) este filtrată. De fapt, introducerea pentru prima dată a apei în alternator se face prin trecerea prin filtru şi instalaţia de demineralizare şi deionizare şi numai după ce alternatorul şi-a umplut înfăşurările în acest fel, apa intră în circuitul general descris mai sus. H_2 care pătrunde în apă este îndepărtat prin partea superioară a rezervorului de apă, prin contorul de gaz.

De remarcat că pentru menţinerea unei purităţi înalte a apei tot circuitul este executat îngrijit şi din materialele necorodabile: cupru, oţel inoxidabil, teflon, iar rotoarele pompelor din aliaj special de Ni, curăţite iniţial prin metode chimice.

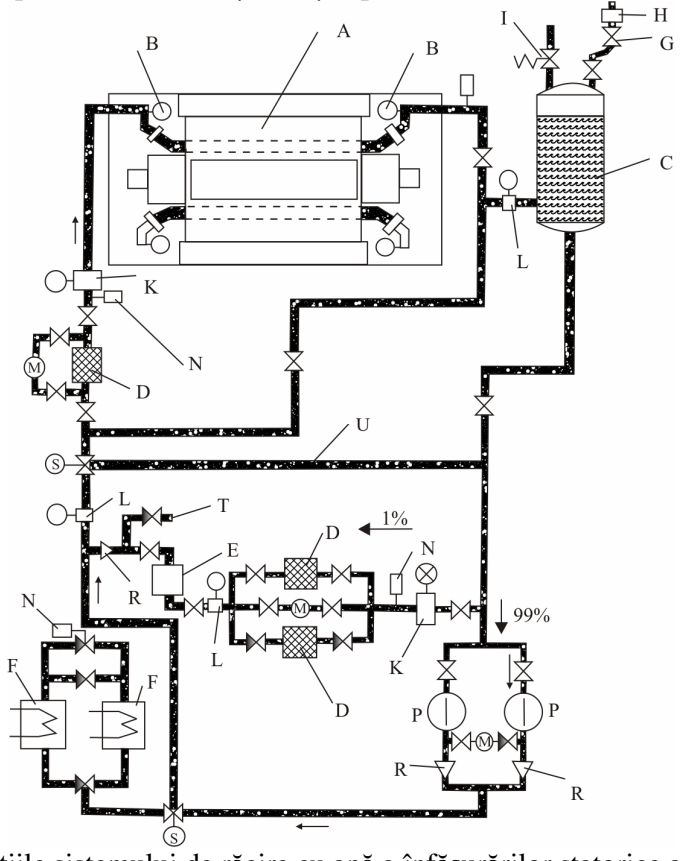


Fig. 3.16. Instalaţiile sistemului de răcire cu apă a înfăşurărilor statorice ale unui generator sincron.

A - generator sincron: B - colectoare de apă; C - rezervor tampon de apă; D - filtre; E - instalaţie de demineralizare şi deionizare a apei; F – răcitoare (schimbătoare de căldură apă - apă; G - reductor de presiune; H - contor de gaze; I - ventil de siguranţă; K - debitmetre; L - indicatoare de conductibilitate electrică a apei; M - manometre; N - termometre cu rezistenţă; P - pompe; R - ventile antiretur; S - servomotoare de acţionare a ventilelor de reglare; T - conductă de apă de adaos; U - conductă de ocolire;

- ventil deschis; - ventil închis;

Presiunea statică în circuitul de apă este stabilizată prin regulatorul de presiune amplasat între rezervorul de apă tampon şi contorul de gaz.

Prin termometre cu rezistență amplasată la intrarea şi ieşirea apei din generator se urmăreşte menținerea temperaturii înfăşurărilor cât mai aproape de temperatura fierului statoric în vederea reducerii solicitărilor termice a izolației crestăturii. În final regulatorul de temperatură acționează asupra unei vane prin care este reglat debitul de apă care ocoleşte schimbătoarele de căldură. La delestări bruşte ale generatorului cu sistemul descris mai sus nu se poate face un reglaj rapid, ținând cont de cantitatea mare de apă din înfăşurări şi de faptul că viteza de circulație este relativ redusă. Astfel se aplică o a doua by-passare în paralel cu circuitul apei din generator, prevăzută cu un ventil de reglare acționat de un servomotor electric prin manevrarea căruia se reduce brusc debitul de apă de răcire prin generator.

3.1.5. RĂCIREA TURBOALTERNATOARELOR DESTINATE CNE

Dezvoltarea tehnicilor de conversie electrică a energiei cu ajutorul CNE a condus la anumite condiții pentru partea electrică, la generator în primul rând. Reactoarele nucleare folosite pe scară largă sunt cele de tip PWR sau BWR respectiv funcționând cu apă în fierbere, având o putere termică la ieşire de până la 3800 MW_t. Ele produc abur cu parametri de ordinul a 6 MPa presiune absolută şi temperatură de 280^0 C şi pot acționa turbine până la 1350 MW. Datorită parametrilor coborâți ai aburului şi a marii cantități de abur umed la ieşire, se preferă turbine pentru 1500/1800 ture/min. Generatoarele sunt de tipul rotor cilindric cu 4 poli. Spațiul rotoric mai mare oferit de aceste maşini tetrapolare față de cele bipolare fac ca sistemul de răcire combinată cu apă şi hidrogen să fie adecvat. Cu vâscozitatea sa coborâtă**,** capacitate termică înaltă şi absența pericolului incendiilor, apa este în mod deosebit indicată pentru răcirea multiplelor conductoare subțiri şi tubulare transpuse în interiorul barei statorice.

Crestăturile rotorice relativ adânci şi solenația relativ redusă pe pol rotoric cerută în proiectarea unei maşini tetrapolare a făcut posibilă limitarea pierderilor de putere de excitație.

Pentru comparație, aceste pierderi rotorice la o maşină de 1 200 MW tetrapolară (rotorul cântăreşte 175 tone) sunt doar cu puțin mai mari decât ale unei maşini bipolare de 500 MW. Densitatea de putere în înfăşurarea rotorică este prin urmare mult mai mică decât în cazul corespunzător al unui rotor bipolar (care ar fi şi de un volum mai redus) şi în consecință răcirea cu hidrogen este foarte indicată pentru rotoare chiar şi de această putere mare.

Răcirea cu hidrogen este folosită de asemenea pentru răcirea miezului statoric, a plăcilor frontale care presează miezul, precum şi ecranele din cupru extinse deasupra plăcilor frontale (acestea din urmă se folosesc pentru minimizarea pierderilor suplimentare în zona capetelor de bobină).

Turația pe jumătate față de maşinile bipolare permite folosirea unor parametri superiori ai hidrogenului de răcire. Bunăoară, pentru exemplu citat al maşinii de 1200 MW rot/min. presiunea absolută a hidrogenului este de 618 kPa (6,18 bari). Spațiul din întrefier lucrează ca o cameră de colectare a gazului fierbinte de unde este extras de ventilatoarele axiale de pe rotor şi recirculat prin răcitorii de hidrogen (conform descrierii anterior făcută în capitolul 3.4.4.).

3.1.6. EVACUAREA PIERDERILOR DE ENERGIE DIN HIDROALTERNATOARE

În ultimul timp, hidroalternatoare (HG) de mare putere (75÷175 MW) şi foarte mare putere (500÷700 MW), precum şi de putere unitară mai mică dar cu complicații tehnologice deosebite - cum sunt grupurile bulb - au adus în fața proiectantului de maşini electrice probleme contradictorii legate de creşterea vertiginoasă a puterii unitare pe de o parte şi de limitările tehnologice de realizare şi de transport de la fabrica constructoare la CHE, pe de altă parte.

La HG însă, anumite particularități constructive au făcut ca sistemele de răcire aferente

să difere uneori substanțial sau pur şi simplu să fie inadecvate, comparativ cu cele întâlnite la turboalternatoarele (TG). Progrese importante s-au făcut prin introducerea şi a apei ca mediu de răcire directă a înfăşurărilor în locul aerului.

Oportunitatea răcirii cu H_2

La HG, datorită roții polare ancombrante, raportul MW/tf este cu mult inferior față de cel de la un TG de putere similară şi deci este clar că introducerea H_2 ca mediu de răcire ar spori enorm greutatea maşinii prin consolidarea carcasei astfel încât aceasta să reziste unei eventuale explozii interne. La acest dezavantaj esențial se adaugă şi cel legat de costul şi spațiul afectat instalațiilor suplimentare privind gospodăria de H_2, şi $C0_2$. Aşadar pentru HG, introducerea H_2 în locul aerului nu justifică nici pe departe avantajele citate în mod curent pentru TG, față de dezavantajele mai sus semnalate.

Răcirea clasică cu aer

Pentru marea majoritate a HG mici şi mijlocii acest sistem a fost şi este încă privit ca foarte simplu şi eficient. Drumul curentului de aer este aproximativ toroidal, trecând printre stator şi rotor şi exteriorul statorului, aerul străbate schimbătoarele de căldură (bateriile de răcire) cu apă, fiind propulsat de ventilatoarele axiale ale rotorului, ca în fig. 3.17. Atunci când rezultă o temperatură prea scăzută pentru aerul de răcire, se pot scoate din circuitul hidraulic o parte din fluxul de aer cald fiind folosit practic în exclusivitate la HG din S.E.N. al României. Marile hidrogeneratoare de la CHE „Porțile de Fier" sunt răcite tot în circuit închis cu aer trecut prin baterii de răcire.

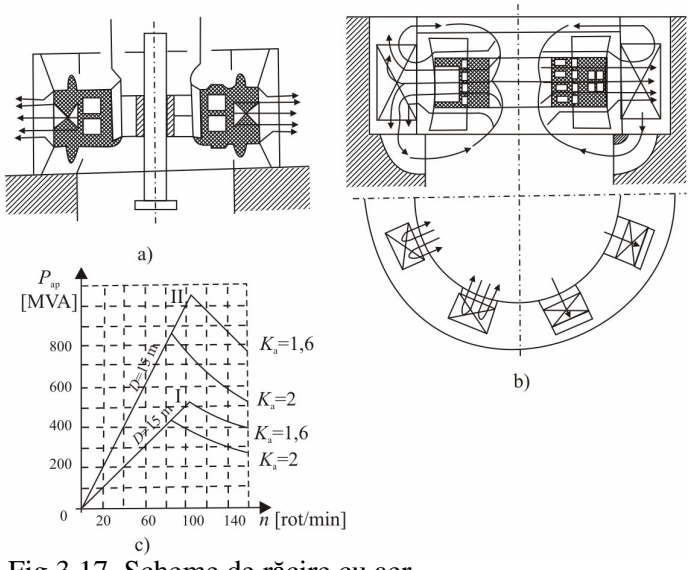


Fig.3.17. Scheme de răcire cu aer

a) în circuit deshis; b)în circuit închis;

c) curbele puterilor limită pentru hidrogeneratoare;

I - răcire indirectă cu aer; II - răcire directă cu apă;(K_a = factorul de ambalare).

Răcirea cu apă a statorului şi cu aer a rotorului

Răcirea cu apă a statorului HG nu diferă, principial vorbind de răcirea cu apă a statorului TG, şi toată experiența deja câştigată se foloseşte şi la HG. Trebuie menționat că, datorită puterii specifice mai reduse (MW/tf), evoluția metodelor de răcire la HG a fost mai lentă. În ultimul timp însă, au apărut grupuri gigant şi în CHE, (Itaipu, Brazilia; recent, China) specialiştii în domeniu convingându-se de avantajele certe ale răcirii cu apă, de la colegii proiectanți de TG.

Rotorul este răcit în continuare ca aer, situația fiind mai simplă față de cazul TG datorită

spațiului mai mare disponibil de pe rotor. Se practică canale pe sub piesele polare prin care circula aerul de răcire făcându-se într-un schimbător aer/apă intern sau extern. Cu acest sistem de răcire s-au realizat grupurile gigant ale CHE siberiene de la Krasnoiarsk, 12 x 500 MW, 15,75/500 kV. Sistemul menține însă dezavantajul legat de pierderile suplimentare rezultate din frecarea cu aerul a rotorului, dimensionarea mai dificilă pentru cazul funcționării în regimuri puternic inductive, ceea ce se şi întâmplă la un transport pe linii lungi, puternic încărcate.

Răcirea completă cu apă

Deşi apar unele complicații, specialiştii apreciază că pentru grupuri cu puteri superioare palierului de 50 MW şi la turații ridicate, răcirea completă cu apă este competitivă şi capătă aspecte particulare interesante la HG. Limita la care se justifică introducerea răcirii complete cu apă este în scădere ținând cont de prețul de cost în creştere al energiei (deci şi al pierderilor de energie). Astfel, acest sistem care conduce la o compactizare sensibilă a grupului este foarte indicat pentru grupurile bulb. Puterea cerută pentru răcire este substanțial redusă, deci randamentul se îmbunătățeşte. Aceasta deoarece cantitatea de căldură absorbită de o anumită masă de apă este de 4 ori mai mare decât cea absorbită de aceeaşi masă de aer la presiune atmosferică, pentru o aceeaşi încălzire a maşinii etc.

Statorul realizat din bare Roebel, comportă doar câteva conductoare tubulare pe bară, eventual din oțel amagnetic, pe când înfăşurarea rotorică are toate conductoarele tubulare, având câte două bobine pe pol legate în serie electric dar din punct de vedere hidraulic - în paralel, realizate din cupru dar rezistent la presiuni suplimentare enorme datorită accelerației centripete a apei, de ordinul a 100 bari.

Din punct de vedere hidraulic, se leagă în paralel drumurile de răcire cu apă pentru stator, rotor, piesele de strângere a circuitului magnetic, eventual circuitul magnetic însuşi (răcit în orice caz în mod indirect, prin tuburi de oțel inoxidabil); grupuri de pompare cu rezervă 100% conduc apa prin schimbătoare de căldură, schimbătoare de ioni (conductivitatea electrică admisă este ca şi 1a TG de max. 5 μS/cm, filtre, regulatoare de debit).

3.1.7. SISTEME DE EXCITAȚIE / DEZEXCITAȚIE

În fig. 3.18 se indică schema simplă principială care stă la baza producerii industriale a energiei electrice. Sistemul de reglare automată a excitației SRE reprezintă totalitatea maşinilor, aparatelor prin care se asigură furnizarea energiei de magnetizare a generatorului sincron GS —sistemul de excitație propriu-zis SE, după un program dat de regulatorul automat de excitație (tensiune) RAE. Este poate zona din centrală cu cea mai spectaculoasă dezvoltare legat de stabilizarea funcționării şi la peste 90^0- valori ale decalajului unghiular intern δ, şi de asigurarea performanțelor ridicate statice şi dinamice.

Parametrii SE au evoluat mult în ultimele decenii, ajungându-se la curenți de zeci de kA sub tensiuni relativ modeste de până la pragul 500 V, fig.3.19.

Există criterii simple de apreciere a funcționării dinamice a buclei SRE şi ele se referă la:

- tensiunea de excitație plafon u_{ep} ca tensiune maximă de excitație la forțare, cu valori uzuale de 1,6 – 2 u.r. prin raportare la tensiunea nominală u_{en},
- factorul de amplificare global G indicând cota cu care variază tensiunea de excitație la o variație de 1 % a tensiuni la bornele generatorului, cu valori uzuale de 10-50 u.r.
- viteza de creştere a excitației V_r, este creşterea relativă a tensiunii de excitație la forțare într-un interval convențional de 0,5 s (uzual 3~5 s).

SE realizate cu maşini de c.c.

Reprezintă stadiul iniţial de realizare în domeniu şi astăzi nu mai este o tendinţă de viitor, ca urmare a triplului dezavantaj legat de prezenţa redresorului mecanic, a vitezei de răspuns modeste, a focului la colector cu ocazia forţării şi deci implicarea unui reductor de turaţie ca element nefiabil.

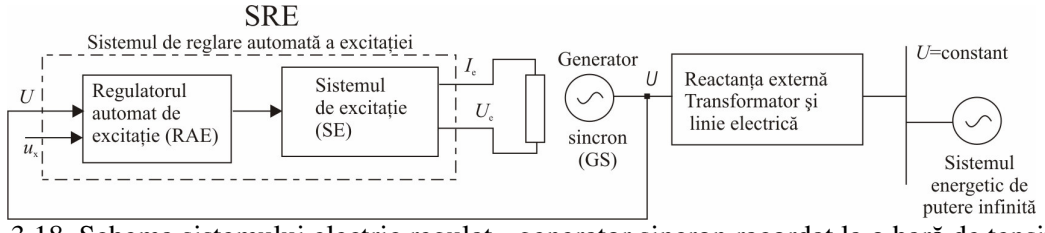


Fig. 3.18. Schema sistemului electric regulat - generator sincron racordat la o bară de tensiune constantă printr-o reactanţă exterioară

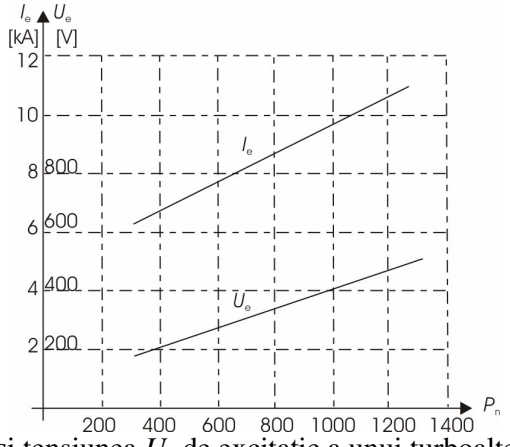


Fig. 3.19. Curentul I_e şi tensiunea U_e de excitaţie a unui turboalternator de mare putere funcţie de puterea nominală P_n

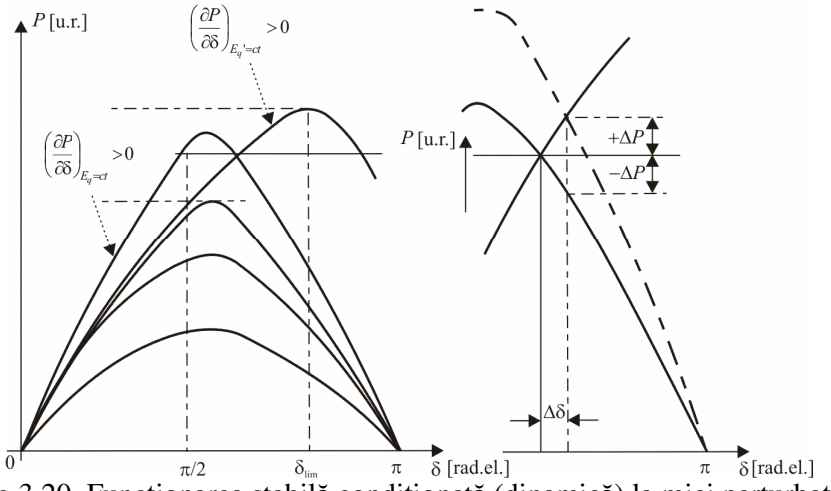


Fig 3.20. Funcţionarea stabilă condiţionată (dinamică) la mici perturbaţii

În fig.3.21 se dă o schemă larg folosită în care excitatricea principală EP este cu excitaţie independentă pentru reducerea vitezei de răspuns, în timp ce excitatricea pilot P de putere considerabil redusă este autoexcitată.

Corectorul de tensiune urmăreşte menţinerea unei tensiuni constante la borne pe

principiul diferenţierii a doi curenţi capacitiv, respectiv inductiv. La atingerea tensiunii nominale la borne, influenţa corectorului este nulă; la deteriorarea accentuată a acestei tensiuni, intervine bucla de forţare a excitaţiei FE prin releul de minimă tensiune U< şi cel intermediar RI.

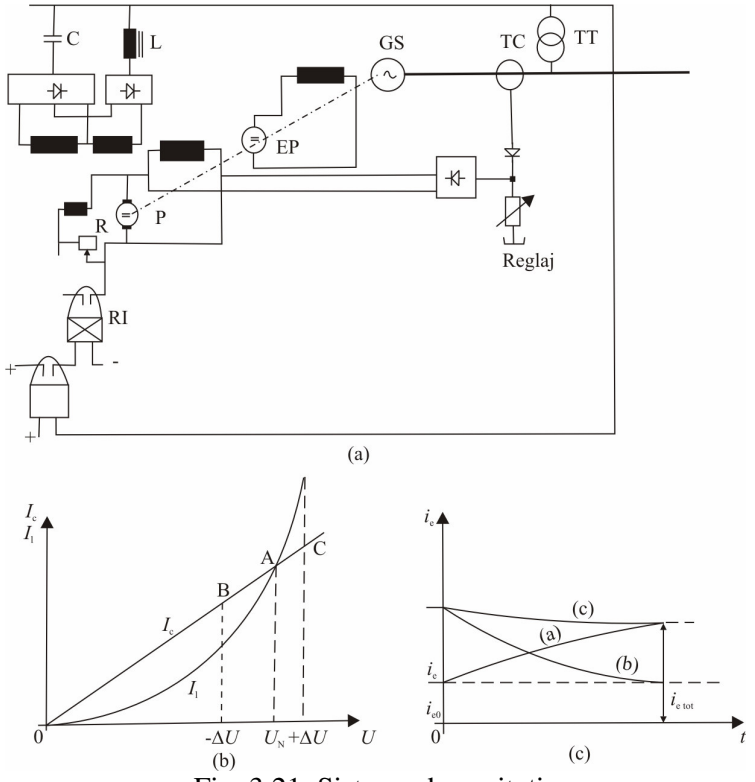


Fig. 3.21. Sisteme de excitaţie

a) Sistem de excitaţie cu maşina de curent continuu cu compundaj după curentul de sarcină şi corector de tensiune
   P – excitatoare pilot
   EP – excitatoare principală
   GS – generator sincron
   RI – releu intermediar
   U – releu de tensiune minimă
b) Principiul de funcţionare a corectorului de tensiune
c) Variaţia curentului de excitaţie la scurtcircuit

SE realizate cu alternatoare de excitaţie

Realizează aceleaşi sarcini dar la parametrii superiori şi la un nivel de mentenanţă redus prin renunţarea la redresorul mecanic înlocuit de redresoarele cu semiconductoare comandate (tiristoare, tranzistoare etc.), fig. 3.22. variantele 1-4.

Alternatorul de excitaţie AE este de construcţie clasică la frecvenţă industrială, de construcţie inversată, cu rotorul frezat şi fără înfăşurări sau pur şi simplu înglobat în alternatorul principal ca în cazul sistemului fiabiliat şi prin compundaj, de tip Generrex CPS de la CNE Cernavodă.

Fiecare din aceste soluţii prezintă o serie de particularităţi remarcabile; bunăoară cel cu AE de medie frecvenţă şi rotor frezat elimină periile proprii, în timp ce AE inversat elimină şi periile de la alternatorul principal. La avantajele AE trebuie menţionat şi acela al independenţei puterii de excitaţie de perturbaţiile din reţeaua electrică de racord. Aceste avantaje ascund la rândul lor şi unele dezavantaje legate de viteza de răspuns. de capacitatea

de dezexcitare etc. Rămâne în continuare dezavantajul inerent legat de piesele rotative în mişcare.

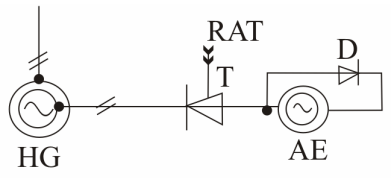


Fig.1. Sistem de excitaţie cu alternator de excitaţie AE utilizat la CHE ,,Porţile de Fier" 6x175MW, 220/400kV
T-blocul tiristoare
D-diode autoexcitaţie AE
RAT-regulator automat de tensiune

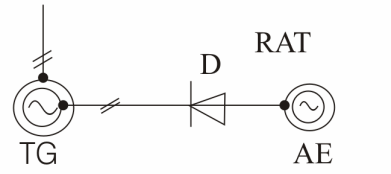


Fig.2. Sistem de excitaţie cu AE de medie frecvenţă fără perii şi inele colectoare utilizat la CTE Mintia - Deva 6x200MW, 220/400kV
AE-alternator de excitaţie cu rotorul frezat fără înfăşurări

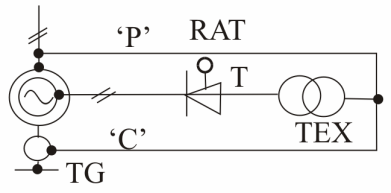


Fig.3. Sistem de excitaţie cu AE încorporat în alternatorul principal utilizat la CNE Cernavodă nx720MW, 400kV
TEX-transformator de excitaţie construcţie uscată

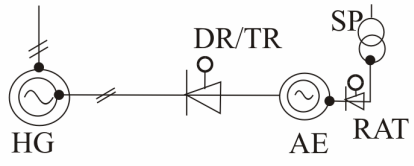


Fig.4. Sistem de excitaţie cu AE inversat şi diode rotative DR utilizat la CHE Râul Mare - Retezat 2x164MW, 220kV
SP-reţeaua de servicii proprii

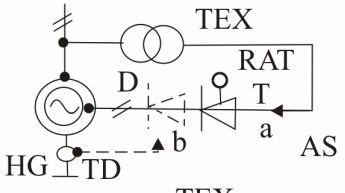


Fig.5. Sistem de excitaţie cu autoexcitaţie AS cu alimentare prin şunt de la bornele HG utilizat la CHE Lotru - Ciunget 3x175MW, 220kV
S-a utilizat şi compundajul după curent

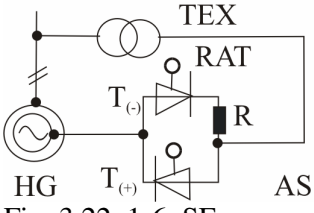


Fig.6. Sistem de excitaţie de tip AS cu punte de curent pozitiv şi negativ utilizat la CHE Itaipu -18x800MW,
R-bobina de reactanţă după curent

Fig. 3.22, 1-6. SE reprezentative utilizate în România şi în lume.

Sisteme de autoexcitaţie statică

Ultimele două SE sunt de tipul cu autoexcitaţie statică AS care şterg ultimul dezavantaj al pieselor în mişcare din lista celor de mai sus rămâne dependenţa de regimurile tranzitorii ale reţelei de la bornele alternatorului principal. Acestea din urmă pot fi întrucâtva ignorate dacă se ţine cont că transformatorul de excitaţie este larg dimensionat şi regulatoarele automate sunt cu acţiune intensivă (performante).

Varianta a 7-a este o premieră mondială şi constă în excitarea trifazată prin *cicloconvertor* a rotorului alternatorului folosind o frecventă de 0,25 — 4,6 Hz. Rezultă un nivel de excitare variabil cerut de regulator, dar mai ales o turaţie variabilă prin care hidrogeneratorul *coboară* la nivelul cerinţelor turbinei în vederea atingerii punctului de turbinare optim.

3.1.8. SISTEME DE DEZEXCITARE RAPIDĂ

Extragerea energiei magnetice rotorice apreciabile la un defect în alternator, înseamnă minimizarea avariei şi menajarea circuitului magnetic al tolelor; iniţierea comenzii este realizată de automatul de stingere al câmpului ASC care, la creşterea curentului statoric de defect, comandă deschiderea întreruptorului de reţea şi descărcarea energiei magnetice rotorice $W_m = 0{,}5L_e i_e^2$, proporţională cu inductanţa înfăşurării şi cu pătratul curentului rotoric.

Dintre schemele uzuale se citează descărcarea pe un rezistor constant sau în caz ideal, variabil de valoare crescătoare în timp, montat în paralel cu rotorul şi, respectiv, descărcarea pe grătarul întreruptorului de câmp montat serie cu rotorul.

a) În cazul *primei metode,* notând parametrii rotorului L_f, R_f şi ai rezistorului de stingere R_s, se pot scrie relaţiile simple după conectarea lui k_2 urmat de deconectarea lui k_1. astfel (fig. 3.23)

$$L_t di_f/dt + (R_f+R_S)\cdot i_f = 0 \quad => I_{fo}\exp(-t/T_f)$$
$$U_r = -i_f \cdot R_S = -I_{fo}R_S \exp(-t/T_f),$$

unde

$I_{fo} = U_{eo}/R_f$, este curentul de excitaţie anterior intervenţiei ASC,

$T_f = L_f/(R_f + R_S)$, este constanta de timp a circuitului de stingere.

Se observă că tensiunea aplicată rotorului schimbă de semn şi este crescută în primul moment de R_s/R_t ori; în consecinţă, pentru a nu pune în pericol izolaţia rotorului încercată max. la $U_{încerc}$ =2 kV, se limitează raportul $R_S/R_f \cong 10$ u.r**. ,** adică

$$U_r = I_{fo}R_S = (U_{fo}/R_f)R_S < 0{,}7U_{încerc} \quad => R_S < 0{,}7\cdot U_{încerc}/U_{fo} \cong 10 \text{ u .r.}$$

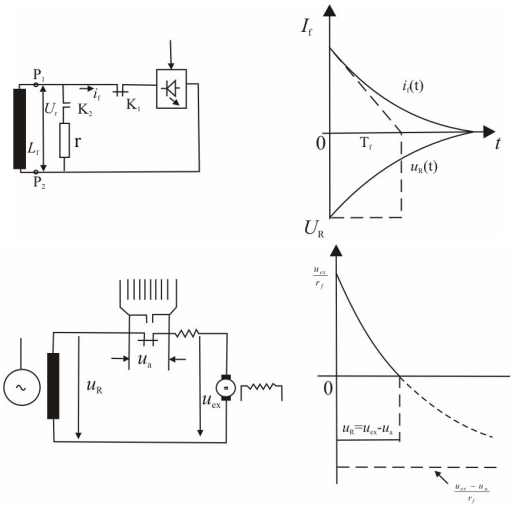


Fig. 3.23. Stingerea câmpului inductor rotoric prin descărcare pe un rezistor de rezistentă constantă. $K_{1,2}$ - întreruptoare de c.c.; $P_{1,2}$ perii şi inele colectoare.

Fig. 3.24. Stingerea rapidă a câmpului rotoric folosind întreruptoare de c.c. cu grăta

b) Pentru *metoda a doua* mai eficientă dar cu investiţii superioare şi deci justificabilă economic la maşini de putere mai mare, excitatricea nu se deconectează furnizând în continuare tensiunea sa U_0: rotorului i se aplică forţat la deschiderea grătarului întreruptorului serie de c.c. tensiunea negativă $U_r = U_g - U_e$, iar curentul tranzitoriu i_f este suma componentelor liberă j_f şi respectiv forţată i_{f2}, astfel

$$L_f di_f / dt + R_f i_f = Ue - U_g \Rightarrow i_f = C_{\exp}(-t/T_f) + (U_e - U_g)/R_f$$
$$i_{f_0} = U_e / R_f = C + (U_e - U_g / R_f) \Rightarrow C = U_e / R_f - (U_e - U_g)/R_f$$

În consecinţă, curentul din rotorul alternatorului are expresia

$$i_f(t) = (U_e - U_g)/R_f + [U_e/R_f - (U_e - U_g)/R_f]e^{\left(-\frac{t}{T_f}\right)}$$

evoluând între două valori extreme, $I_{fo} = U_0/R_f$ şi $i_{f_\infty} = (U_e - U_g)/R_f < 0$, conform fig. 3.24; fiind vorba de o funcţie continuă, curba $i_f(t)$ va intersecta axa timpului şi va schimba de semn, moment în care curentul respectiv se va stinge deosebit de eficient în 0,7 – l s deoarece cele *n* intervale disruptive ale grătarului întreruptorului acţionează ca un rezistor neliniar, dezvoltând fiecare tensiunea constantă u_k în jurul a 30 V. Condiţia de limitare a supratensiunii se scrie şi aici adaptat. similar cu cazul anterior, rezultând astfel numărul necesar de intervale disruptive elementare

$$nu_k - U_e \le 0{,}7U_{încerc} \quad \Rightarrow \quad n \le 0{,}7(U_{încerc} + U_c)/u_k$$

3.1.9. CUPLAREA CU REŢEAUA

Reia lecţia clasică de maşini electrice (sincrone) în condiţii tehnice specifice din centrala electrică; se are în vedere riscul de a distruge maşina şi de aici implementarea unui automat este aproape peste tot întâlnită, iar pe de altă parte manevra nu reclamă o precizie exagerată care să conducă la un interval mare de timp în care s-ar face risipă nedorită de fluid motor.

Etapa de sincronizare: se aduc la îndeplinire cele trei condiţii specifice legate de realizarea strictă a condiţiilor de sincronizare:

- egalitatea ca modul a fazorilor tensiunilor corespondente de la reţea (fixă) şi de la generator (variabilă),
- unghi δ de defazaj nul,
- frecvenţe $f_{G,S}$ egale cu identitatea sensului de rotaţie;

Notă: se admit totuşi pentru operativitate, abateri U_Δ de max. 10% pentru diferenţa de modul a tensiunilor, o mică diferenţă de frecvenţă f_Δ, ce asigură rotaţia lentă a acului sincronoscopului preferabil sensului de maşină în avans faţă de sistem;

*Etapa de paralel i*mplică cuplarea întreruptorului în condiţiile sincronizării, de regulă cu un mic avans anticipativ de timp sau fază (max. $\pm$ 15^0 el.) în vederea minimizării şocului (reactiv şi activ) preluat în special de maşina în cauză (sistemul fiind considerat de putere cu mult superioară nu este practic perturbat de perturbaţiile maşinii).

Ansamblul generator + sistem electroenergetic de racord este considerat predominant de *natură inductivă* şi deci întotdeauna curentul de şoc la cuplare $i_{şoc}$ va fi considerat ortogonal în urmă faţă de tensiunea de decalaj $\boldsymbol{U}_\Delta$ dintre tensiunea generatorului şi respectiv a sistemului (dintre contactele pe fază ale întreruptorului de cuplare), adică $\boldsymbol{U}_\Delta = \boldsymbol{U}_G - \boldsymbol{U}_S$; cum interesează solicitarea minimă a maşinii, se va proiecta curentul de şoc pe fazorul tensiune generator: componenta reactivă $i_{şoc\ r}$ este responsabilă pentru şocuri de putere reactivă - în principal - relativ mai puţin riscante, iar cea activă $i_{şoc}$ conduce la vibraţii periculoase, dăunătoare părţii mecanice (mergând până la deteriorarea liniei de arbori, a cuplei etc.)

Reactanţele X_G'', X_S sunt cele care descriu atât maşina perturbată aflată în posibile oscilaţii peste 10% (sens Crary) ale mărimilor de stare (maşina prezintă o reactanţă redusă cu un ordin de mărime faţă de situaţia de regim neperturbat, întocmai ca în cazul unui scurtcircuit la borne), cât şi sistemul în punctul de racord cu reactanţa (sistem forte).

Sincronizarea fină (situaţiile de bază sunt prezentate în figurile 3.25, 3.26, 3.27) constă în ajustarea parametrilor caracteristici cu ajutorul motorului primar şi al excitaţiei şi cuplarea în paralel la o mică alunecare, astfel încât stresul maşinii să fie minim, spre deosebire de autosincronizare.

Autosincronizare echivalentă cu o sincronizare grosieră, când doar turaţia este ajustată aproximativ, iar rotorul nealimentat este închis pe rezistorul de descărcare; rezultă un curent

de şoc acceptabil dacă se respectă

$$I_{\text{şoc}} = U_S/(1{,}73(X''_G + X_S) < 3{,}5\ I_{\text{nomG}}$$

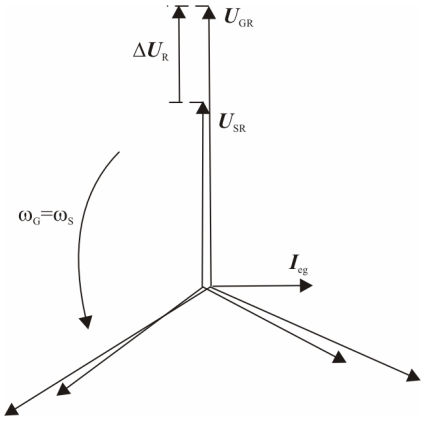


Fig. 3.25. Diagrama tensiunilor în cazul în care nu se respectă egalitatea modulelor tensiunilor, restul condiţiilor fiind îndeplinite, $f_G = f_S$, $\delta=0$.

Rezultă un curent de şoc pur reactiv, relativ nepericulos, de forma:

$$I_{eg} = (U_G - U_S)/(X''_G + X_S) \cong \Delta U / X''_G$$

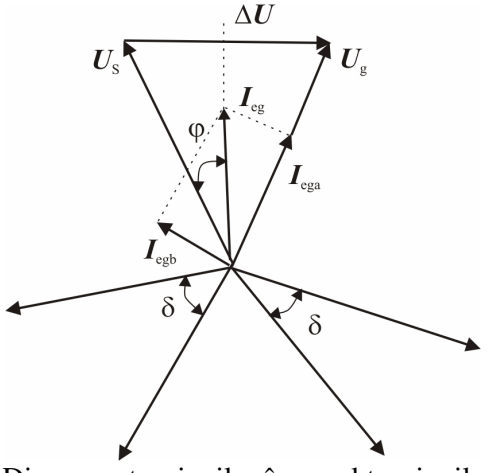


Fig 3.26. Diagrama tensiunilor în cazul tensiunilor identice

Cazul riscant în care tensiunile identice în modul se rotesc cu un decalaj constant δ, rezultând şocuri active şi reactive de curent de egalizare la cuplare; la valoarea decalajului maxim de π rad.el. rezultă un curent de şoc aproximativ dublul curentului de scurtcircuit la bornele generatorului.

$$I_{eg} = 2U_G(\sin\delta/2)/(X''_g + X_S)$$

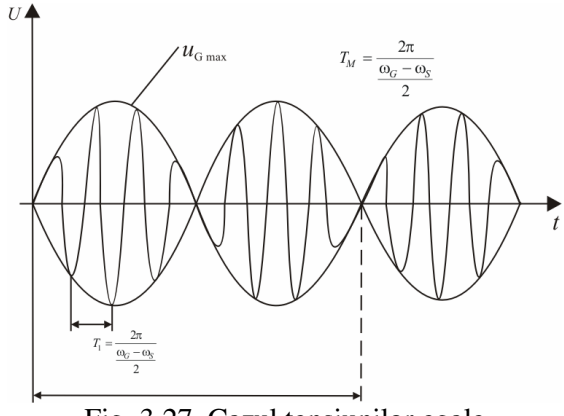


Fig. 3.27. Cazul tensiunilor egale

Cazul tensiunilor egale în modul dar de frecvenţe diferite, generează tensiunea de bătăi de frecvenţă $f_G - f_S$ şi modul maxim $2U$; este figura tipică pentru efectuarea paralelului în punctele nodale ale acestei evoluţii pulsatorii;

$$\Delta U = U_g - U_S = U_M(t)\cos(\omega_G + \omega_S)t/2$$

$$U_M(t) = 2U_m \sin \delta/2$$

Braţul de sincronizare este instrumentul care deserveşte operatorul la efectuarea operaţiei de sincronizare fină (preferabilă altor metode la maşinile mari) şi constă dintr-un sincronoscop, un voltmetru, un frecvenţmetru. Întreg ansamblul se montează vizibil în camera de comandă electrică CCE.

Alimentarea braţului se face de la secundarul unor transformatoare de măsurat de tensiune de regulă în montaj V, firele de alimentare preiau informaţia de la aşa numitele barete de sincronizare comune întregii CCE, fig. 3.28; alimentarea baretelor se face de la cheia de sincronizare unică.

Cheia CS este realizată sub forma unei singure fişe amovibile pentru comutarea tuturor cheilor de sincronizare existente în instalaţie; nu poate fi scoasă din priza unei chei decât în poziţia deconectat.

Fiecare circuit care trebuie sincronizat va avea un transformator de măsurat de tensiune TT şi o cheie de sincronizare CS care să alimenteze baretele de sincronizare. Contactele realizate efectiv de cheia de sincronizare relativ la poziţiile închis/deschis**,** sunt indicate de un tabel numit diagrama cheii.

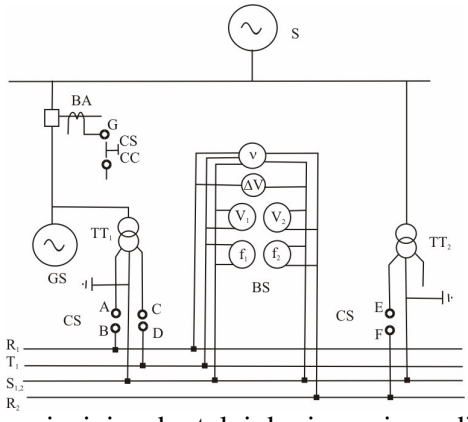


Fig. 3.28. Schema de principiu a braţului de sincronizare dintr-o cameră de comandă electrică.

R1,2,T1,S1,2 – barete de sincronizare; CS – cheia de sincronizare; TTI,2 transformatoare de măsurat de tensiune; BA – bobina de anclanşare a întreruptorului de paralel; BS – braţul de sincronizare; CC – cheia de comandă a întreruptorului de paralel.

În cazul racordării circuitului la un sistem dublu de bare, aceleaşi informaţii sunt prelevate de la bloc contactele separatoarelor de bare.

3.1.10. Sisteme de protecţie prin relee pentru alternatoare

Generalităţi: scop şi mod de acţiune

Un *set de parametri,* dintre care cei mai importanţi sunt tensiunea, curentul, frecvenţa, impedanţele longitudinale şi transversale definesc *regimul de funcţionare* al unei instalaţii electroenergetice; asigurarea unui regim normal de funcţionare presupune menţinerea valorilor acestor parametri în limite prestabilite, după cum depăşirea acestor limite conduce la un regim anormal sau de avarie pentru o instalaţie dată. Funcţie de ecartul excursiei acestor parametrii faţă de cele de regim normal, funcţionarea instalaţiei poate continua un timp limitat sau este necesară deconectarea sa rapidă — un exemplu tipic de defect fiind scurtcircuitul care conduce la un regim anormal, periculos şi care trebuie lichidat rapid.

Protecţia prin relee PPR a unei instalaţii (electrice) reuneşte totalitatea dispozitivelor, aparatelor destinate a asigura în mod automat deconectarea şi semnalizarea în cazul apariţiei unui regim anormal şi periculos, sau numai semnalizarea, în cazul unui regim anormal de funcţionare dar care nu prezintă un pericol imediat.

Studenţii sunt familiarizaţi cu noţiunea globală de sistem de protecţie de la cursul precedent de *Tehnica Sistemelor de Reglare Automată TSRA* exemplificat în cazul particular interesant al *Automatizărilor în Hidroenergetică* — motiv pentru care nu se va insista aici decât asupra protecţiilor prin relee aferente alternatoarelor, focalizând asupra părţii electrice; restul, privind bare, linii, transformatoare şi motoare sunt prezentate în capitolul 6 al acestei cărţi de *Centrale, Staţii şi Reţele electrice CSR.*

Finalizarea intervenţiei PPR însemnă declanşarea întreruptorului sau întreruptoarelor care leagă instalaţia protejată de restul instalaţiilor din sistemul electroenergetic respectiv şi, în acest fel se urmăreşte

- confirmarea defectului la dimensiunile instalaţiei în care s-a produs, împiedicând dezvoltarea sa într-o avarie de sistem,
- evitarea distrugerii instalaţiei (elementului) în care a apărut defectul, precum şi a sursei de alimentare a acestui defect,
- restabilirea rapidă a unui regim normal de funcţionare pentru restul sistemului energetic.

Performanţe impuse PPR

a. Rapiditatea intervenţiei este legată de necesitatea limitării efectului termic al curentului de scurtcircuit, de facilitatea procesului de autopornire al motoarelor electrice şi de menţinerea funcţionării stabile a alternatoarelor cuplate învecinat; cum timpul de eliminare al defectului include şi timpul propriu de declanşare al întreruptorului de circa 0,04-0,06 s, rezultă că timpul minim de lichidare al unui defect este de aproximativ 0,06-0,1 s iar valorile uzuale reduse spre limita inferioară sunt pentru reţele de înaltă şi foarte înaltă tensiune, urmând ca deconectarea consumatorilor pretenţioşi să aibă loc în jurul a 0,5 s pe când cei obişnuiţi pot fi deconectaţi în limita a 1-2 s etc.

b. Selectivitatea intervenţiei PPR constă în a deconecta numai elementul în care a apărut defectul, restul părţilor componente ale sistemului electric rămânând în funcţiune. Ca regulă generală, aceasta presupune declanşarea întreruptoarelor celor mai apropiate de locul defectului, asigurându-se prin temporizare uneori, alteori prin însuşi modul de lucru al PPR.

c. Siguranţa în funcţionare implică intervenţia promptă a PPR ori de câte ori este nevoie (siguranţa acţionării) pe de o parte, iar pe de altă parte să nu intervină atunci când nu este

necesar (siguranța neacționării); depinde de corectitudinea proiectării şi de calitatea releelor utilizate, în general vorbind.

d. Sensibilitatea este legată de capacitatea de a acționa la abateri minime față de valoarea normală a mărimii fizice controlate; este apreciată prin coeficientul de sensibilitate cu valori cuprinse în intervalul 1,25–2,5 – de exemplu pentru protecția maximală de curent,

$$K_{sens}=I_{sc.\ c\ min}/I_{pp},$$

în care $I_{sc.c\ min}$ este valoarea minimă a curentului de scurtcircuit la un defect metalic în zona protejată, iar I_{pp} este curentul de pornire al protecției.

e. Independența față de condițiile de exploatare impune intervenția corectă a PPR, indiferent de numărul şi regimul de funcționare al elementelor participante la un moment dat în exploatare.

Protecții de bază şi de rezervă

Protecțiile de bază cu care sunt prevăzute fiecare instalație au drept scop eliminarea unui eventual defect în timpul minim posibil adițional se prevăd şi protecții de rezervă care urmează a interveni în cazul nefuncționării protecției de bază. Protecția de rezervă trebuie să aibă deci un timp de intervenție mai mare decât cea de bază pentru a-i permite acesteia să elimine defectul în cazul funcționării corecte.

Condițiile generale pe care trebuie să le respecte instalațiile de PPR sunt consemnate în *Normativului* de proiectare al instalațiilor de PPR şi de automatizare PE 501/77.

În cele ce urmează se prezintă pe scurt principalele tipuri de PPR aferente alternatoarelor sincrone; pentru cele de tip asincron soluțiile sunt identice cu cele de la un motor asincron (vol. III, p. 87) şi deci nu vor mai fi comentate aici.

Având în vedere importanța generatoarelor, se impun condiții severe privind echiparea cu instalații de PPR precum şi performanțele acestora. *Defectele interne* pot fi din categoria scurtcircuitelor între faze, între spirele aceleiaşi faze, puneri la masă statorice sau rotorice, întreruperea circuitului de excitație şi ele pot conduce la deteriorări importante şi de aceasta se ocupă protecțiile de bază respective. Din acest motiv, are loc pe lângă deconectarea întreruptorului de racord la rețea şi a întreruptorului de câmp de excitație (cu stingerea energiei magnetice rotorice prin automatul de dezexcitare rapidă ADR).

Defectele externe care pot influența negativ maşina în cauză prin regimuri anormale ce conduc la suprasarcini, supratensiuni, funcționarea dezechilibrată şi respectiv regimul interzis de motor; de acestea răspund protecțiile de rezervă care intervin dacă nu au acționat protecțiile elementelor adiacente zonei generatorului. Se dau mai jos principalele tipuri de PPR care echipează un alternator de putere.

Protecția la scurtcircuite exterioare şi suprasarcini

Este o protecție maximală de curent care

- comandă temporizat declanşarea alternatorului la scurtcircuite exterioare,
- semnalizează apariția suprasarcinilor.

Temporizarea este introdusă de această PPR aparținând alternatorului, pentru asigurarea selectivității, ea trebuind să fie cu o treaptă mai mare decât cea mai mare dintre temporizările elementelor vecine; ea joacă deci şi rolul de protecție de rezervă pentru protecțiile de bază ale alternatorului.

În varianta prezentată în fig.3.29 sunt detectate scurtcircuite exterioare şi suprasarcini, simetrice şi nesimetrice (ultimele prin intermediul filtrului de componentă de secvență inversă FCSI).

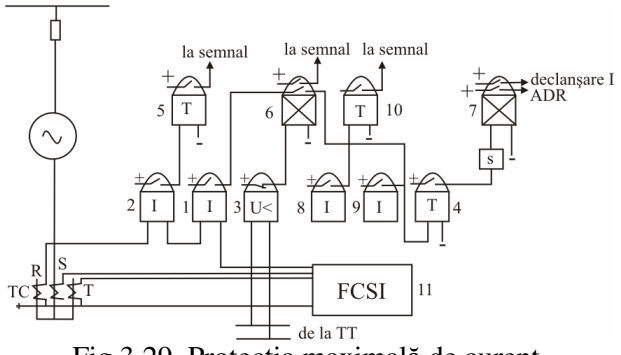


Fig.3.29. Protecţia maximală de curent.

Schema lucrează în felul următor: protecţia împotriva scurtcircuitelor exterioare simetrice este asigurată de releul de curent 2 a cărui acţiune este blocată de releul de minimă tensiune 3 şi de releul intermediar 4; în acest fel este deosebită o suprasarcină de un scurtcircuit, în ultimul caz tensiunea scăzând, releul 3 îşi închide contactele. În acest fel blocajul de minimă tensiune este necesar pentru a împiedica acţionarea eronată a protecţiei în cazul unor suprasarcini de peste 40% din sarcina nominală generator I_{nG}**,** când, deşi releul 2 este acţionat, curentul său de pornire fiind

$$I_{pp2} = (1{,}3 - 1{,}4) I_{nG},$$

datorită faptului că tensiunea nu scade în mod sensibil, contactul inferior al releului 4 rămâne deschis şi împiedică transmiterea semnalului la releul de timp 9. La scurtcircuit scăderea tensiunii este accentuată, astfel că releele 3 şi 4 îşi închid contactele, iar prin releele 9 şi 10 se comandă declanşarea întreruptorului generatorului şi a ADR-ului. Releul 1 este reglat astfel ca

$$I_{ppl} = 1{,}2\ I_{nG}$$

şi semnalizează prin releul de timp 7 apariţia suprasarcinilor simetrice.

În fine, releele de timp 7 şi 9 sunt setate deasupra temporizărilor protecţiilor maximale de curent ale elementelor racordate la barele generatorului

$$t_9 = t_a + \Delta t = 4 - 8 \text{ s}$$

$$t_7 = 10\text{s} > t_9,$$

ultima condiţie împiedică semnalizarea eronată de suprasarcină în cazul apariţiei unui scurtcircuit (s-a notat cu t_a cea mai mare dintre temporizările protecţiilor maximale de curent ale elementelor racordate la barele generatorului).

Defectele exterioare nesimetrice sunt sesizate de filtrul FCSI care alimentează releul de curent *5* - acţionat la suprasarcină şi releul de curent 6 - acţionat la scurtcircuit.

Memorarea acţiunii protecţiei maximale de curent este făcută de releul clapetă de semnalizare, marcat în schemă prin dreptunghiul notat cu S; clapeta cade la acţionare, iar personalul de tură ştie care protecţie a lucrat, readucând clapeta în poziţia iniţială. Se observă că un singur releu intermediar final 10 este acţionat de oricare din protecţiile prevăzute la generatorul respectiv.

Protecţia diferenţială longitudinală la scurtcircuite între faze

Scurtcircuitele polifazate din generator sunt defecte grave ce trebuie eliminate în cel mai scurt timp posibil; protecţia care lichidează astfel de defecte este o protecţie de bază realizată sub forma unei protecţii diferenţiale longitudinale, pe principiul ilustrat alăturat în fig. 3.30, astfel:

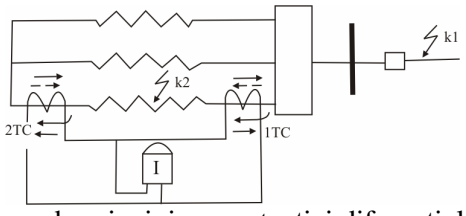


Fig. 3.30. Schema de principiu a protecției diferențiale longitudinale

Sensul curenților de regim normal sau de scurtcircuit exterior generatorului în k1 este dat cu săgeți continue, iar cel pentru curentul de scurtcircuit din interior în k2 — cu săgeți întrerupte, atât din primarul cât şi din secundarul reductoarelor de curent 1TC, 2TC; se observă că în primul caz prin releul de curent I montat diferențial va trece un curent egal cu diferența curenților secundari, pe când în al doilea caz, de un curent egal cu suma lor – aşa încât dacă releul respectiv va fi reglat la o valoare mai mare decât diferența curenților secundari numită şi curent de dezechilibru, acționarea sa se va produce numai la scurtcircuitele din interiorul generatorului care reprezintă şi zona protejată.

Este esențial pentru realizarea de calitate a protecției diferențiale de a reduce curentul de dezechilibru, micşorându-i în acest fel curentul de pornire concomitent cu creşterea sensibilității sale. Reducerea dezechilibrului se poate realiza mai degrabă teoretic decât practic, prin alegerea de transformatoare de curent cât mai apropiate şi cu un coeficient de saturație cât mai mare. Având în vedere că, în linii mari, curentul de dezechilibru care este proporțional cu curentul primar, va conduce la probleme de tipul celor legate de curentul de dezechilibru mărit atunci când are loc un scurtcircuit, mai precis în perioada supratranzitorie când este pregnantă componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit, se recurge la soluția cu un transformator intermediar cu saturație rapidă TSR.

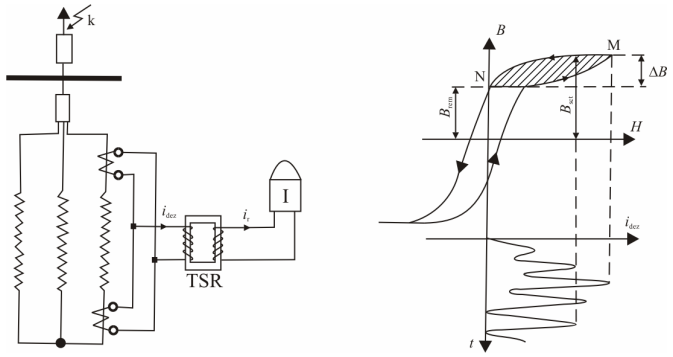


Fig 3.31. Inserarea în schemă a unui TSR (stânga) şi efectul sau calitativ (dreapta).

Conform fig. 3.31. se vede că datorită nesimetriei variației curentului de scurtcircuit în raport cu axa timpului, variația de inducție ΔB şi respectiv de flux $\Delta\Phi$ este foarte redusă şi cu alură de elipsă pentru prima perioadă a procesului tranzitoriu şi, în consecință, curentul din secundarul TSR are o valoare redusă.

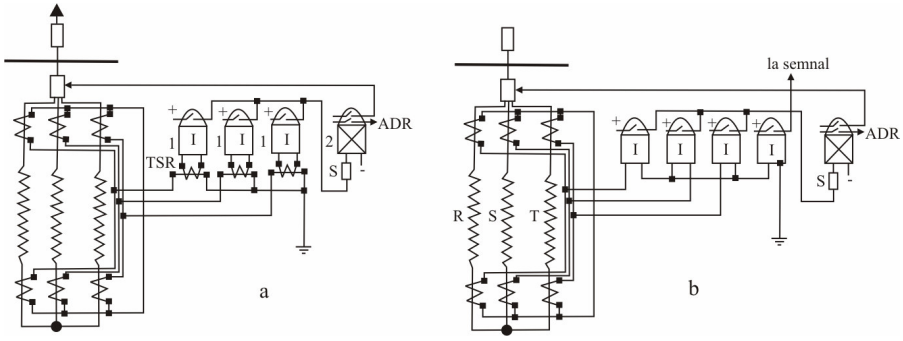


Fig 3.32 Variante de scheme uzuale de protecţie diferenţială longitudinală
a.pentru hidrogeneratoare (cu TSR, stânga), $I_{pp}= (0,5 – 0,6)\cdot I_{n\ HG}$,
b.pentru turbogeneratoare (dreapta), $I_{pp}= (1,3 – 1,4)\cdot I_{n\ HG.}$

Din analiza fig. 3.32 se vede că protecţia diferenţială longitudinală nu este temporizată - ea fiind selectivă prin însuşi principiul de funcţionare; uneori, în cazul TG se admit curenţi relativi mari de pornire, dar schema prezintă în plus releul de curent 2 reglat la $I_{pp2} =0,2I_{nTG}$, care semnalizează întreruperea circuitelor diferenţiale, fiind parcurs de un curent egal cu suma curenţilor diferenţiali. Totuşi, pentru a se evita semnalizarea greşită în cazul scurtcircuitelor exterioare când cresc curenţii de dezechilibru, semnalul este temporizat prin releul 3 cu o treaptă mai sus decât protecţia maximală de curent a TG. Coeficientul de sensibilitate se alege $K_{sens}=I_{scc.min}/I_{pp} > 1,5$ – unde numărătorul reprezintă curentul de scurtcircuit bifazat de la borne generator.

Protecţia diferenţială transversală la scurtcircuite între spirele aceleiaşi faze

De regulă maşinile de putere medie şi mare sunt realizate cu două înfăşurări pe fază; exploatând acest detaliu constructiv prin prevederea a două reductoare de curent cu secundarele în montaj diferenţial, printr-un ampermetru montat în legătura secundară, nu va trece nici un curent atâta timp cât curenţii prin cele două secţiuni vor fi egali, în regim normal sau scurtcircuit exterior, fig. 3.33.

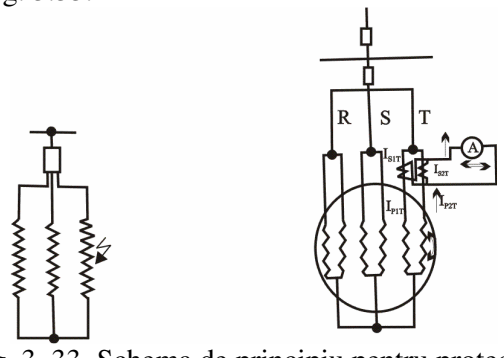


Fig. 3 .33. Schema de principiu pentru protecţia diferenţială la scurtcircuit între spirele unei faze.

Cu ocazia scurtcircuitării unor spire dintr-o secţiune, a întreruperii unei secţiuni etc. prin ampermetru, respectiv releu - va circula un curent de defect egal cu diferenţa curenţilor secundari. Deci, în acest caz, releul va acţiona. Reluând discuţia de la precedenta protecţie diferenţială, şi aici este justificată introducerea TSR în vederea diminuării curentului de dezechilibru. Cea mai simplă variantă însă este cea realizată cu un singur reductor de curent amplasat între cele două stele de pe neutrul generatorului, fig. 3.34a, b.

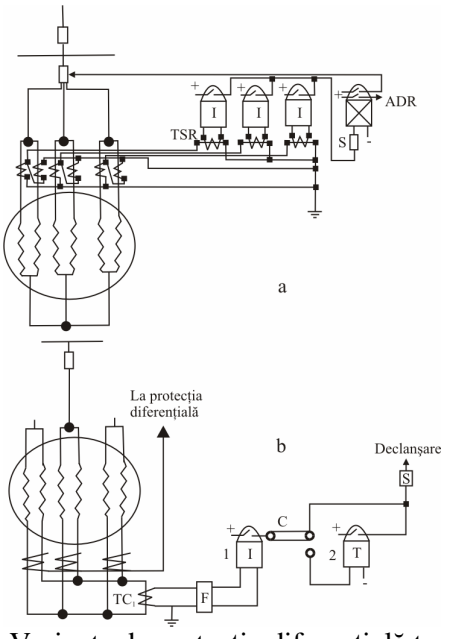


Fig. 3.34. Variante de protecţie diferenţială transversală
a) cu TSR şi şase reductoare de curent; b) cu un singur reductor şi filtru F.

Filtrul F împiedică acţionări false produse de armonicele 3 care apar şi în. regim normal datorită curbei deformante a curentului. Practic, curentul de demaraj al protecţiei, respectă relaţia

$I_{pp}=(0,3-0,3)I_{nG}$.

O eventuală temporizare prin releul 2, de maxim l s, se alege prin comutatorul C, cu ocazia producerii unei puneri la pământ rotorice, când ar putea acţiona fals releul 1.

Protecţia împotriva punerilor la pământ în stator

Cel mai frecvent defect întâlnit la generatoare este punerea unei faze la masă ca urmare a deteriorării izolaţiei; dacă curentul capacitiv la locul de defect $I_{păm} \geq 5A$, arcul dezvoltat poate deteriora local circuitul magnetic, amplificând costul remedierilor şi aşa importante în consecinţă, se impune ca de la acest prag protecţia să comande declanşarea generatorului defect, iar sub 5A să acţioneze la semnalizare.

Observaţie: se cere ca protecţia să aibă o sensibilitate deosebită, întrucât trebuie să acţioneze la curenţi reduşi, iar asigurarea acestei sensibilităţi este dificultatea de bază în realizarea unor asemenea protecţii.

Curentul de punere la pământ depinde de cota U_a din tensiunea dintre locul de punere la pământ şi neutrul generatorului ($0<\alpha<1$), precum şi de impedanţa echivalentă faţă de pământ, în principal, a celorlalte faze sănătoase, fig. 3.35. (tensiunea de fază s-a notat cu $\boldsymbol{U}_f$)

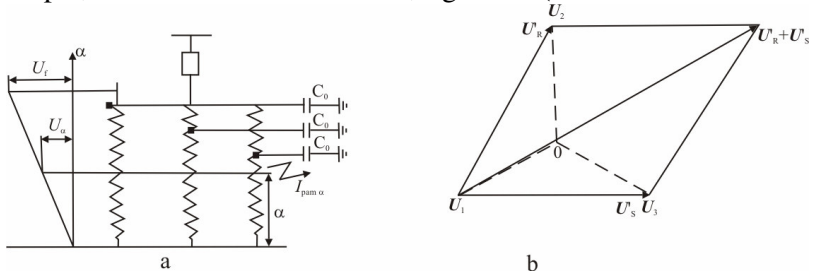


Fig 3.35 Explicativă pentru expresia curentului de punere la pământ statoric.

Considerând un defect pe faza T, curentul este în principal suma curenţilor capacitivi

circulând prin capacitățile C_o față de masă din fazele sănătoase, astfel (cel mai periculos este atunci când defectul apare la borne, $\alpha = 1$):

$$I_{pam} = I_{pam_S} + I_{pam_R} = j\omega C_0 \left(U'_R + U'_S\right)\alpha = j3\omega C_o U_f \alpha$$

În cazul în care generatoarele sunt în schema bloc generator-transformator, de regulă curentul capacitiv de defect este inferior valorii de arc stabil de 5A, capacitatea întrunită de stator + transformator fiind redusă, se poate folosi schema alăturată care lucrează doar la semnalizare: la bornele transformatorului de măsurat de tensiune în Δ apare la defect tensiunea $U = 3\ U_0$, adică triplul tensiunii homopolare, conducând la semnalizare în mod temporizat prin releul 2.

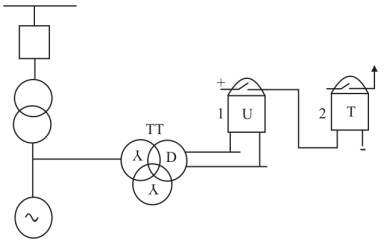


Fig. 3.36. Protecția de tensiune homopolară.

Protecția de curent homopolar este considerată sigură în exploatare, mai ales pentru generatoare de mică putere. Pentru mașinile legate la bare (sau transformatorul bloc la unele CHE), se utilizează transformatoare de curent de tip inelar; condițiile de realizare sunt dificile și contradictorii pentru aceste: protecții, transformatoarele de curent trebuind să cuprindă întreg fascicolul legăturilor conductoare, să aibă curenți de dezechilibru mici și să ofere o putere suficientă de acționare a releului. Se dă ca exemplu schema din figura *3.37.*

Cu amplificatorul magnetic AM se alimentează releul de curent II, astfel că protecția este sensibilă și la curenți de punere la masă reduși, de ordinul a 3 - 5 A, pe de o parte; pe de altă parte, schema are un timp propriu de lucru de 0,3 - 0,5 s, astfel că ea nu mai are nevoie de un releu de timp ci doar de un releu intermediar 4, acționat de protecția maximală a generatorului. Prin aceasta, este scoasă din acțiune protecția homopolară cu ocazia scurtcircuitelor exterioare. prin tăierea plusului spre releul II și șuntarea bobinei sale — acțiune ce echivalează cu desensibilizarea față de curentul de dezechilibru care apare la scurtcircuite exterioare, ceea ce mărește sensibilitatea protecției.

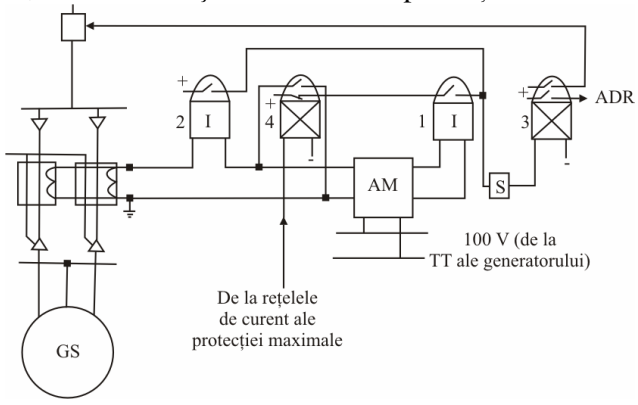


Fig. 3.37. Schema de protecție realizată cu transformatoare inelare de curent homopolare.

Curentul de demaraj al protecției se alege funcție de curentul capacitiv propriu al generatorului, astfel

$I_{pp} = (4\text{-}5)I_{cap.G.}$

În fine, releul de curent 2 este folosit numai la generatoare la care protecţia diferenţială longitudinală este montată numai pe două faze, fiind reglat la un curent primar de circa 100 A. La generatoarele mari se prevede un control al stării izolaţiei cu ajutorul unui voltmetru, ce măsoară tensiunea de secvenţă homopolară; acest control este necesar după excitarea generatorului şi înainte de paralel, când datorită curentului de punere la pământ al reţelei, protecţia de curent homopolar nu poate sesiza defectul.

Observaţie: Protecţiile bazate pe măsurarea curentului homopolar dau rezultate bune la maşini cu puteri până la 10 MW.

Protecţia împotriva punerilor la pământ în rotor

Cu ocazia simplei puneri la pământ SPP rotorice, exploatarea poate continua, până la oprirea sa pentru remediere. Concepţia schemei este ingenioasă, ea include un condensator C (de aproximativ 6 μF, protejată prin siguranţa „Sig.") între unul din inelele rotorului şi masă, prin care se scurge un curent insuficient pentru acţionarea releului de curent 1 injectat în schemă de transformatorul TT; la defect în k_1 schema semnalizează astfel: este scurtcircuitată capacitatea proprie rotorică C', curentul devine suficient pentru excitarea lanţului celor trei relee, ultimul se şi automenţine, iar pentru deblocare se apasă butonul B, fig. 3.38.

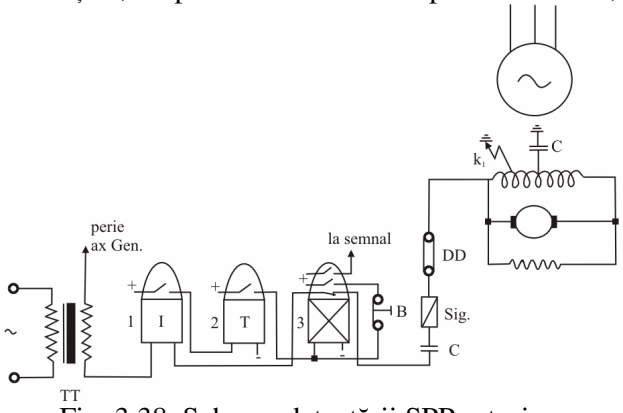


Fig. 3.38. Schema detectării SPP rotorice.

Cu ocazia apariţiei celei de a doua puneri la pământ DPP a rotorului, situaţia este apreciată gravă şi deci schema trebuie să lucreze la declanşare de data aceasta, procedându-se în felul următor, fig. 3.39:

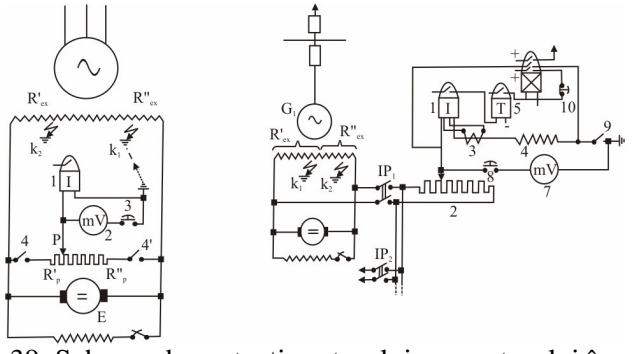


Fig. 3 .39. Schema de protecţie rotorului generatorului în cazul DPP.

După producerea SPP în k1, cu ajutorul unui potenţiometru în paralel cu rotorul, se echilibrează puntea formată, prin indicaţia de nul a milivoltmetrului [mV], apăsând butonul B pentru scurt timp, fig. 3.39 (stânga). După apariţia DPP, puntea se dezechilibrează şi prin urmare releul de curent 1 acţionează cu temporizare la declanşarea generatorului, fig. 3.39 (dreapta). Reactanţa 4 în serie cu bobina releului 1, şi transformatorul de curent 3 cu raport 1/1 au rolul de a evita acţionări eronate cu ocazia circulaţiilor de componente alternative de curent prin bobina releului 1 (neuniformitatea întrefierului maşinii etc.).

3.2. TRANSFORMATOARE ŞI AUTOTRANSFORMATOARE

3.2.1. GENERALITĂŢI

Se va insista în această zonă specifică de cunoştinţe de partea electrică a centralelor şi staţiilor PECS asupra datelor privind alegerea şi exploatarea raţională a unităţilor de transformare - transformatoare T şi autotransformatoare AT, evitând detaliile constructive etc.

În PECS se utilizează unităţi T şi AT preponderent trifazate, şi mai rar - monofazate; în centrale, unităţile generatoare a căror tensiune nominală este limitată deocamdată constructiv la 24 - 27 kV, injectează reţelei de racord energia via T, AT ridicătoare de tensiune şi, viceversa, de la reţea alimentarea consumatorilor se face tot prin unităţi T, AT de data aceasta coborâtoare de tensiune; în fine interconectarea reţelelor de tensiuni identice sau diferite se face prin unităţi T, AT ce îndeplinesc şi rolul de reglaj al tensiunii şi implicit controlul circulaţiei de putere reactivă. În acest sens se indică consultarea capitolului de scheme electrice de comutaţie primară din capitolul 5.

Referitor la capitolul T, AT - un viitor inginer din zona de activitate de PECS se va confrunta cu probleme sintetice de tipul următor, astfel

- alegerea corectă în schemele primare funcţie de parametrii,
- optimizarea circulaţiei de putere prin minimizarea pierderilor de putere,
- evacuarea pierderilor de putere (energie) prin sisteme adecvate,
- reglajul tensiunii,
- amplasarea corectă în teren şi probleme specifice de exploatare.

3.2.2. PARAMETRI ŞI ALEGEREA CORECTĂ

Analizând tabele cu T, AT din bibliografia indicată, parametrii de bază sunt în principal următorii:

- *puterea nominală* $S_n = \sqrt{3}U_n I$ $[kVA, MVA]$, aparţine şirului de valori standardizate 100, (125), 160, (200), 250, (320), 400, 630, (800), 1000 etc., şi acoperă regimul cel mai încărcat de durată sau de scurtă durată cu suprasarcinile admise de norme;
  bunăoară pentru un transformator bloc de la o centrală $S_{nT} \geq S_{nG}$; T,AT cu trei înfăşurări au întotdeauna înfăşurarea de tensiune superioară (S) dimensionată la puterea nominală (100%), pe când înfăşurările de 131 tensiune mijlocie (M) şi respectiv inferioară (I) pot fi dimensionate fie la 100% fie la 66% din puterea nominală; în fine, în cazul T cu înfăşurări secundare divizate în n porţiuni, puterea secundară a fiecăreia este o facţiune 1/n din cea primară calibrată la 100%
- *tensiunea nominală Un* este valoarea de linie standardizată din şirul 0,4; 6, 10, 20, 110, 220, 400, 500, 750, 1100 **...** [kV], excepţie făcând unele transformatoare de centrală ajustate prin tensiunea lor superioară punctului de reţea de racord; în mod complet se indică cele două sau trei tensiuni nominale, între care este amplasat transformatorul în ordinea corelată cu sensul de curgere al puteri. Se deduce de aici implicit *raportul minimal* k*T* al tensiunilor nominale egal cu cel al numărului de spire de bază şi aproximativ egal cu inversul raportului curenţilor nominali (neglijând pierderile), $kT = U_1/U_2 = w_1/w_2 \approx I_1/I_2$
- *tensiunea de scurt circuit* u_k ca raportul tensiunii reduse de linie din primar către tensiunea nominală în condiţiile atingerii curentului nominal în secundarul scurtcircuitat, egală cu reactanţa relativă raportată la mărimi nominale,
  $$u_k = \Delta U / U_n = X_T I_n / U_n = X_{*n}$$
  este tabelată fiind raportată la puterea nominală a *T, AT;* în cazul celor trei înfăşurări, se utilizează formule de tipul

$$u_{ks} = \left(u_{k,SM} + u_{k,SI} - u_{k,MI}\right)/2,$$

restul deduse prin permutări circulare; utilizarea simplă a unui *AT* între tensiunile *S, M* face inutilă complicarea, astfel că se poate utiliza direct $u_{k,SM}$ din tabele, dată necesară calculelor de scurtcircuit. Evident cu cât u_k este ales mai mare, puterea de scurtcircuit aval S_n/u_k mai redusă permite selectarea unui aparataj mai uşor, însă sporesc pierderile de putere reactivă şi eventualele motoare alimentate vor realiza mai dificil fenomenul de pornire/autopornire, urmând ca un bun inginer să balanseze între cele două grupe de restricţii contradictorii (filozofie oarecum generalizată în domeniul tehnic)

- *pierderile la mersul în scurtcircuit* ΔP_k sunt raportate la înfăşurarea cu puterea nominală mai mică ($S_{n\,MI}$) notate cu indicele prim; pentru utilizare în calcule de eficienţă economică se face raportarea la puterea nominală folosind formule de tipul

$$\Delta P_{k,SM} = \Delta P_{k,SM}\left(S_{nT} / S_{nM}\right)^2,$$

celelalte două fiind scrise prin permutări circulare; sunt exprimate în [kW] şi, de reţinut, valabile pentru mersul în sarcină nominală S_n, ΔP_{kn}

- *pierderile la mersul în gol* sunt date sub forma pierderilor active ΔP_o [kW] şi respectiv curentul de mers în gol i_o [%] din curentul nominal; în lipsa unor date pentru un transformator T_1, se pot extrapola datele de la o altă unitate T1 cu relaţia aproximativă

$$\Delta P_{0_1} / \Delta P_{0_2} \cong \Delta P_{k_1} / \Delta P_{k_2} \cong \left(S_{nT_1} / S_{nT_2}\right)^{0.75}$$

- *grupele de conexiuni* preferate în SEN sunt de regulă 11,5,0 în stea Y cu neutrul accesibil sau nu, şi/sau în triunghi Δ
- *dimensiunile de gabarit L / l / H*, [m], sunt necesare amplasării unităţii în staţie, rezolvării detaliilor dispoziţiei constructive
- *costul* [lei,$,] şi firma *constructoare* încheie lista datelor uzual tabelate.

3.2.3. SIMBOLIZARE

Conform unei practici încetăţenite la noi prin standarde mai vechi, se mai uzitează următoarele notaţii standard: T (primul) - transformator de putere, A - autotransformator de putere, T (al doilea) - trifazat, M - monofazat, U - cu ulei, S (primul) - cu reglaj sub sarcină, R - unitate specială de reglaj, N/F - circulaţia uleiului naturală/forţată. L - răcirea uleiului liberă cu circulaţie naturală de aer, S (al doilea) - răcirea uleiului prin suflare forţată de aer, A - răcirea uleiului cu apă (prin schimbătoare de căldură compacte utilizate în special la CHE cu amplasare în subteran a T-lui).

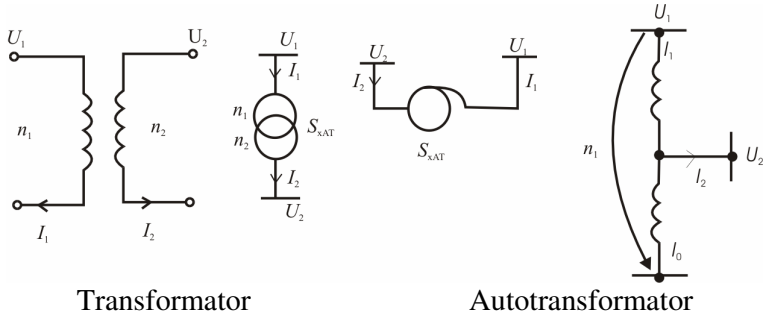
Noul standard în vigoare (1703/2-80) în conformitate cu recomandările CEI, utilizează litere diferite, astfel:

Natura agentului de răcire	Simbol
• ulei mineral sau sintetic inflamabil	O
• lichid izolant sintetic neinflamabil	L
• gaz	G
• apă	W
• aer	A

Natura circulației	Simbol
• naturală	N
• forțată, cu agentul de răcire nedirijat	F
• forțată, cu agentul de răcire dirijat	D

Litera	I-a	II-a	III-a	IV-a
	Agentul de răcire în contact cu înfăşurările		Agentul de răcire în contact cu sistemul de răcire extern	
	Natura agentului de răcire	Natura circulației	Natura agentului de răcire	Natura circulației

3.2.4. TRANSFORMATOR SAU AUTOTRANSFORMATOR?



Transformator Autotransformator

Fig. 3 .40. Echivalența transformator - autotransformator

Dilema de mai sus conduce la o decizie în favoarea T sau AT, funcție de avantajele economice oferite în general de soluția cu AT atunci când respectivele rețele de tensiuni nominale interconectate nu întrec raportul de 1/3. La distanțarea tensiunilor peste acest raport, dezavantajele întrec avantajele în cazul AT şi, în consecință, se pune T în respectiva schemă electrică de conexiuni primare. De unde provin aceste diferențe T/AT - răspunsul se deduce din analiza comparativă a circulației de putere în cazul unor *unități echivalente* de aceeaşi putere nominală $S_T = S_{AT}$, acelaşi raport de transformare k_T / k_{AT}, tensiuni identice $U_{1,2}$, fig. 3.40.

Astfel, pentru un autotransformator considerat fără pierderi se poate detalia circulația puterii nominale în regim coborâtor:

$I_2=I_o+I_s=I_o+I_1$

$S_{AT}=U_1I_1=U_2I_2=U_2(I_o+I_s)=U_2I_o+U_2I_s=S_{mg}+S_{el}$

$S_{mg}=U_2I_0=U_2(I_2-I_1)=U_2I_2(1-I_1/I_2)=S_{AT}(1-k_{AT}^{-1})=\alpha S_{AT}=S_{tip}$

$S_{el} = S_{AT} - S_{mg} = S_{AT}(1-\alpha)$

unde $1-\alpha$ este coeficientul de avantaj, iar α - coeficientul de tip; S_{tip}- putere de tip;

Referitor la calibrarea înfăşurărilor *serie* şi respectiv *comună:*

$S_{serie} = \Delta U I_S = (U_1 - U_2)I_1 = U_1 I_1(1 - U_2/U_1) = \alpha S_{AT} = S_{tip}$

$S_{com} = U_2 I_0 = U_2(I_2 - I_1) = U_2 I_2(1 - I_1/I_2) = \alpha S_{AT} = S_{tip}$

Aşadar, spre deosebire de un transformator echivalent. un autotransformator are un miez mai zvelt - de secțiune mai redusă, deoarece în înfăşurarea comună transferul de putere se face pe cale magnetică prin cuplaj tip transformator, prin inducție; pe de altă parte, înfăşurarea serie aflată în cuplaj galvanic tip autotransformator, beneficiază de o secțiune mai redusă a înfăşurării, fiind solicitată doar la trecerea puterii de tip, inferioară puterii nominale care ar solicita transformatorul echivalent.

În concluzie, AT este mai economic față de un T**;** dezavantajele AT care există totuşi, sunt legate de cuplajul tip autotransformator al legăturii galvanice ce facilitează trecerea facilă a undelor de supratensiune din zona de tensiune superioară spre cea inferioară; acest ultim dezavantaj antrenează un altul prin necesitatea legării obligatorii (deocamdată!) la pământ, ceea ce conduce la creşterea curenților de scurtcircuit monofazat.

Un beneficiar nu este dispus a accepta aceste dezavantaje decât contrabalansate de avantajele pertinente ale AT - consum mai redus de Cu şi tole magnetice - care se manifestă doar în situațiile de tensiuni nominale $U_{S,M}$ *nu prea depărtate, cel mult în raportul* 1:3.

3.2.5. Reglajul tensiunii

Se realizează folosind fie variația modulului tensiunilor prin alterarea raportului de transformare $k_{T,AT}$ cu variația numărului spirelor înfăşurării de tensiune superioară, fie prin variația unghiului dintre tensiuni prin aşa-numitul reglaj de tip longo-transversal.

Referitor la prima metodă de reglaj care este folosită frecvent, în gol sau mai eficient dar mai scump în sarcină, se modifică numărul de spire la care accesul este cel mai comod; rezultă $U_2 = (w_2 / w_1)U_1$.

Reglajul fără sarcină se practică la unități mai mici, de. m.t. / j.t. cu număr redus de trepte, de exemplu ±5% însemnă prevederea a cinci trepte, cea de zero plus alte două deasupra şi sub cea de zero (± 2•2,5%).

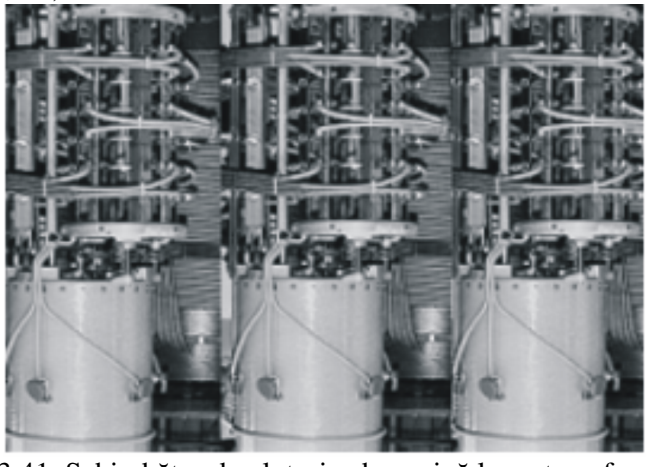


Fig. 3.41. Schimbător de ploturi sub sarcină la un transformator

Reglajul tensiunii la centrale fără posibilități financiare, se poate opera simplu din reglajul automat al excitației grupului generator; chiar şi aici, reglajul elegant sub sarcină oferă posibilități sporite de control al puterii reactive şi menținerea fermă a tensiunii în benzile prestabilite în punctele de control, rămâne o chestiune de asigurarea calității energiei - se poate exemplifica prin schema CHE d'Estreito-Brazilia, care evacuează energia la 345 kV prin 13 unități de transformatoare monofazate de 61,3 MVA fiecare, prevăzute cu echipamente de schimbare a prizelor în sarcină, vizibile în prim planul fig.3.41, reprodusă alăturat.

Principial, schema simplă de reglaj include înfăşurarea bază cu numărul de spire N_b, care este adiționată cu un număr de spire variabil provenind de la cei *n* galeți de reglai, adică

$\pm nN_t$. unde N_t este numărul de spire între două prize consecutive (galetul de reglaj); în realitate însă, ERS=S+C+DA, adică este vorba de un întreg *echipament de reglaj sub sarcină* compus la rândul lui din *selector, comutator* şi *dispozitiv de acţionare* relativ complicat de executat, aşa încât în lume există doar câteva firme specializate în acest domeniu de rafinament tehnic. Întrucât nu este permisă întreruperea circuitului transformatorului la trecerea de la o priză la alta, trecerea se face treptat, secvenţial, galetul de reglaj fiind scurtcircuitat rapid şi pasager într-o etapă intermediară prin rezistoare sau bobine de reactanţă jumelate (schema Jansen), ca în fig. 3.42 de mai jos.

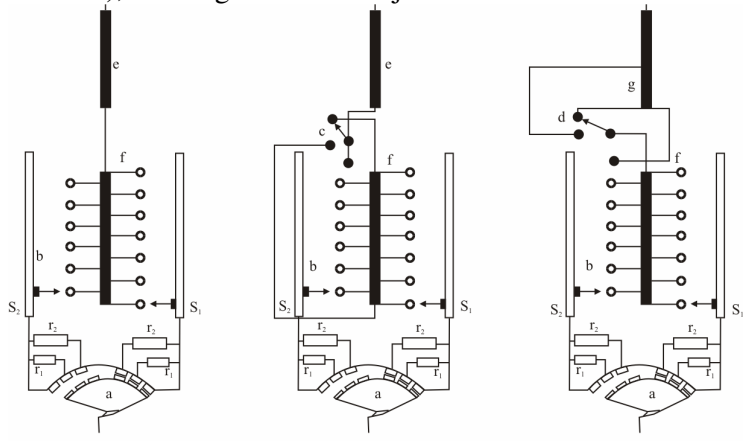


Fig. 3.42 Schema de principiu a unui echipament de reglaj sub sarcină
a - comutatorul C, b-selectorul de prize S, c-inversor, d - preselector,
e- înfăşurarea principală cu Nb spire, f - înfăşurarea de reglaj fin cu *n* galeţi de reglaj şi nNt spire, g-înfăşurarea de reglaj grosier, rl,2 - rezistenţe de trecere.

Notă: Detalierea explicativă pentru schema cu rezistor de scurtcircuitare pasageră a prizelor de reglaj este dată în fig. 3.43: în poziţia stabilă de bază rezistorul nu intervine, a şi e; la trecerea pe plotul următor, rezistorul face primul pas, scurtcircuitând galetul de reglaj pentru scurt timp în care *aşteaptă* sosirea contactului principal, poziţiile b,c,d, după care se eliberează contactul auxiliar, ERS fiind gata pentru o nouă comandă etc;

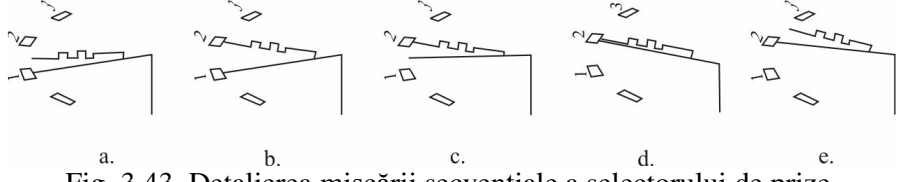


Fig. 3.43. Detalierea mişcării secvenţiale a selectorului de prize.

Alte metode de reglaj utilizează o unitate adiţională de reglaj în cuvă separată, uneori de mărime apropiată cu unitatea de bază, iar adiţionarea vectorială efectuată poate avea loc la 0^0 sau 180^0 - reglaj *longitudinal,* în cuadratură, la 90^0 - reglaj *transversal,* la 120^0 — reglaj combinat *longo-transversal;* comentarea detaliată a acestor metode moderne dar complicate poate fi găsită în lucrările de strictă specialitate.

3.2.6. EVALUAREA PIERDERILOR

Structura pierderilor de putere activă

Structura pierderilor de putere activă ΔP în T, AT este dată de următoarele categorii de pierderi, astfel

- *pierderi constante* generate de circuitul magnetic sub tensiune, ΔP_{Fe},
- *pierderi variabile cu sarcina* din înfăşurări, ΔP_{Cu}, deci

$$\Delta P = \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cu} = (\Delta P_0 + \Delta P_{k,n})(S / S_n)^2,$$

unde pierderile în gol ΔP_0 şi de scurtcircuit nominale $\Delta P_{k,n}$ sunt tabelate, S este sarcina curentă a T, AT ; tabloul nu este complet fără considerarea absorbției de putere reactivă în gol ΔQ_0 şi în sarcină nominală $\Delta Q_{k,n}$, aceasta ascunde în spate pierderi corespondente de putere activă legate de circulația respectivă între punctul de generare din rețea şi respectivul T, AT absorbant de reactiv, fenomen cuantificat prin multiplicarea $k_q \Delta Q$, unde k_q = 0,001 - 0,1 kVAr/kW este coeficientul de echivalare respectiv, cu atât mai semnificativ cu cât sursa de putere reactivă este mai departe în rețea.

Se pot scrie relațiile simple în care intervin valorile tabelate ale curentului de mers în gol i_o şi tensiunii de scurtcircuit u_k

$$\Delta Q_0 = \sqrt{3} I_0 U_n = \sqrt{3} i_0 I_n U_n = i_0 S_n$$

$$\Delta Q_{k,n} = 3 X_T I_n^n = (\sqrt{3} X T I_n / U_n)(\sqrt{3} I_n U_n) = u_k S_n$$

Cu acestea se pot calcula complet pierderile de putere activă:

$$\Delta P = \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cu} = (\Delta P_0 + k_q \Delta Q_0) + (\Delta P_{k,n} + k_q \Delta Q_{k,n})(S / S_n)^2$$

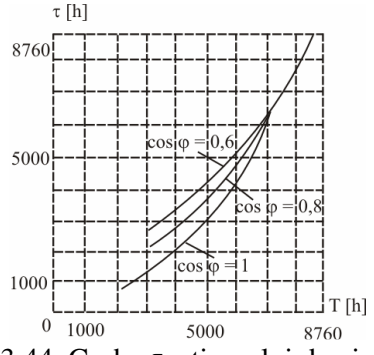


Fig. 3.44. Curba τ a timpului de pierderi

Structura pierderilor de energie activă

Structura pierderilor de energie activă ΔW în T, AT o copiază pe cea a pierderilor de putere, multiplicând: componenta constantă cu *timpul calendaristic* t_{cal} *în* care unitatea a stat sub tensiune, respectiv componenta variabilă cu *timpul* τ *de pierderi fictiv;* acesta din urmă echivalează situația reală a pierderilor variabile în timpul real la sarcina ***S***, ca şi cum unitatea ar fi rulat la încărcarea constantă $S_{\max}$ şi timpul τ, unde $\tau = \tau(T_{p\max}, \cos\varphi_n)$.

Cu acestea, se pot calcula complet pierderile de energie de activă:

$$\Delta W = (\Delta P_0 + kq \Delta Q_o) t_{cal} + (\Delta P_{k,n} + kq \Delta Q_{k,n})(S / S_n)^2 \tau$$

Regimul economic al postului de transformare

Regimul economic al postului de transformare este o aplicație utilă şi interesantă şi mai rar strict luată în seamă de realitatea curentă constatată la măsurători pe viu la zeci de PT efectuate de autor; Formularea este următoarea: având *n* unități în paralel într-un PT, se caută numărul optim al unităților care trebuie menținute în funcțiune dacă sarcina este variabilă. Pentru simplificare, *n*=2 unități identice calibrate fiecare la S_n iar sarcina variabilă tranzitată în PT este $S \in [0,2S_n]$.

A rula pentru $S \le S_n$, *cu* IT şi pentru $S \le 2S_n$ *cu* 2T, este un *răspuns fals,* fapt ce rezultă din rezolvarea sistemului cu ecuațiile simplificate corespunzătoare celor două situații, cu IT şi respectiv cu 2T, astfel:

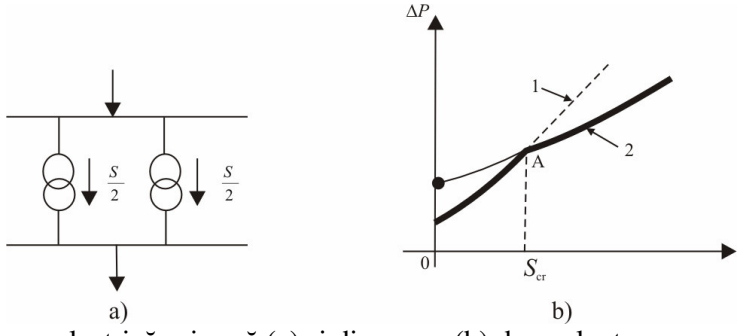
$$\Delta P_{IT} = \Delta P_{Fe} + \Delta P_{k,n} (S / S_n)^2$$

$$\Delta P_{2T} = 2\Delta P_{Fe} + 2\Delta P_{k,n} [S / (2S_n)]^2$$

Condiția $\Delta P_{IT} = \Delta P_{2T}$ conduce la valoarea sarcinii aşa-zise critice

$S = S_{critic} = S_n\left(2\Delta P_{Fe} / \Delta P_{k,n}\right)^{0.5}$,

la care trebuie schimbat regimul energetic al PT, trecând de la 1T la 2T pentru $S>S_{citic}$ şi viceversa, fig. 3.45.



a) b)

Fig. 3 .45. Schema electrică primară (a) şi diagrama (b) de exploatare energetică a unui PT, echipat cu două unități identice.

3.3. MOTOARE ELECTRICE ÎN SERVICIILE PROPRII ALE CENTRALELOR ELECTRICE

3.3.1. CONSIDERAȚII GENERALE

Centralele termoelectrice CTE moderne sunt mari producătoare de energie electrică, dar în acelaşi timp şi mari consumatoare. În cadrul CTE, energia electrică se foloseşte pentru antrenarea diferitelor maşini şi mecanisme, fără de care producția de energie electrică nu este posibilă; este folosită pentru: prepararea şi introducerea combustibilului în focarul cazanelor, introducerea aerului în focar şi extragerea gazelor arse, introducerea apei în cazan, menținerea vacuumului în condensatorul turbinei, alimentarea cu apă a centralei, comanda utilajului turbinei, comanda utilajelor termice, ventilarea încăperilor, iluminatul etc.

Consumul propriu de energie electrică al centralelor termoelectrice depinde de foarte mulți factori (felul combustibilului, presiunea inițială a aburului, tipul turbogeneratoarelor şi puterea lor, modul de antrenare a pompelor de alimentare etc) şi este cuprins între 5 şi 10% din producția totală de energie electrică; CHE au în general sub 1% acest consum, iar centralele hidro cu acumulare prin pompare-CHEAP pot atinge nivelul CTE doar la pornire.

În tabelul 3.6 se indică puterea maximă absorbită de serviciile proprii ale centralelor electrice.

În cazul funcționării la o sarcină parțială P, față de puterea instalată P_i consumul serviciilor proprii se poate calcula cu relația:

$$P_{s.p.} = \left(0{,}4 + 0{,}6\frac{P}{P_i}\right)P_{s.p.\max}$$

Pentru antrenarea mecanismelor de servicii proprii se folosesc, de regulă motoarele electrice. Pentru antrenarea pompelor de alimentare se folosesc, pe lângă motoare electrice şi turbine cu abur.

Tabelul 3.6

Puterea maximă absorbită de serviciile proprii ale centralelor electrice

Tipul centralei electrice	$\frac{P_{s.p.\max}}{P_1}\cdot 10$	$\frac{W_{s.p.}}{W_1 p}\cdot 100\%$	Coeficientul de încărcare
CET: cărbune praf	3,3-14	3,3-10	0,0
gaze+păcură	5-7	4-6	0,0

CTE: cărbune praf	6-3,3	5-7	0,335-0,9
gaze+păcură	3-5	3-4	0,335-0,9
CNE: cu gaz	5-14	3-12	0,33
cu apă	3,3-5	4-6	0,33
CHE: de putere mică şi medie	2-3,3	1,5-2	0,6
de mare putere	0,5-1	0,2-0,5	0,7

Notaţiile tabelului 3.6. au următoarea semnificaţie:

$P_{s.p.max}$ - puterea maximă a serviciilor proprii;

P_1 - puterea instalată în centrală;

$W_{s.p.}$ - energia consumată în cadrul serviciilor proprii;

W_p - energia produsă de centrală

Alimentarea de bază a serviciilor proprii se face de la generatoarele centralei, iar rezerva se ia din sistem.

Pentru alimentarea sistemului de servicii proprii se prevăd transformatoare coborâtoare, instalaţii de distribuţie şi reţea, la fel ca şi pentru întreprinderile industriale, în centralele electrice se prevăd şi surse independente de sistemul energetic, pentru alimentarea sistemelor de comandă a anumitor dispozitive importante şi a iluminatului de siguranţă. Ca surse independente se folosesc: baterii de acumulatoare şi grupuri Diesel cu pornire rapidă, de putere moderată (<200 kW).

Elementele centralei, care sunt absolut necesare pentru o funcţionare economică şi sigură a centralei şi anume: mecanismele antrenate de motoare electrice şi turbine cu abur, receptoarele de energie electrică de toate tipurile, reţele electrice în cablu, instalaţiile de comandă - reprezintă *sistemul de servicii proprii* a centralelor electrice.

Funcţionarea normală a centralei este posibilă numai în cazul funcţionării sigure a sistemului de servicii proprii. Perturbarea funcţionării agregatelor de servicii proprii din cauza întreruperii alimentării cu energie electrică, duce la oprirea funcţionării agregatelor de bază, iar în anumite cazuri şi a centralei în întregime. Din această cauză cerinţa de bază la care trebuie să răspundă sistemul de servicii proprii este siguranţa în funcţionare. La fel de importantă este şi cerinţa de economicitate a sistemului de servicii proprii. Economicitatea trebuie înţeleasă atât ca o reducere a investiţiilor, cât şi ca un consum minim de energie electrică şi termică în sistemul de servicii proprii.

3.3.2. SURSELE DE ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ A SISTEMULUI DE SERVICII PROPRII

Siguranţa în funcţionare a sistemului de servicii proprii al centralei electrice depinde într-o mare măsură de sursele de alimentare.

Necesitatea alegerii unei surse de energie sigure şi economice pentru sistemul de servicii proprii a apărut odată cu interconectarea centralelor între ele într-un sistem energetic, atât centrale, cât şi sistemul nu puteau asigura alimentare sigură a serviciilor proprii.

Scurtcircuitele din reţeaua exterioară şi din interiorul centralei, datorită imperfecţiunii protecţiei prin relee şi a întreruptoarelor, lipsei regulatoarelor automate a excitaţiei generatoarelor, duceau la scăderea îndelungată a nivelului de tensiune, în sistemul de servicii proprii. În sistemul de servicii proprii se folosea pe scară largă *motorul asincron cu rotorul bobinat,* prevăzute cu reostat de pornire.

La scăderea tensiunii (chiar pentru scurt timp), motoarele electrice erau deconectate de la reţea prin protecţii de minimă tensiune, ceea ce ducea la perturbarea funcţionării serviciilor proprii şi, prin urmare, la întreruperea funcţionării întregii centrale.

În aceste condiţii a fost necesar să se alimenteze sistemul de servicii proprii de la

generatoare care nu erau legate la sistemul energetic.

Pentru alimentarea serviciilor proprii se prevedea unul sau două generatoare independente. Aceste generatoare au primit denumirea de generatoare de casă şi se alimentau cu abur de la aceleaşi cazane ca şi turbogeneratoarele-TG principale, respectiv de la o aceeaşi turbină hidraulică, în cazul CHE de construcţie mai veche (Bicaz).

La presiuni ale aburului nu prea mari (20-300 bar) şi fără supraîncălzire intermediară a aburului, o astfel de schemă se realizează destul de uşor şi se consideră destul de economică. Generatoarele de casă GC se racordau la bare de 3 - 6 kV, funcţionând în regim normal nelegate la barele de înaltă tensiune. Pentru rezervarea GC se prevedeau transformatoare de rezervă, care erau racordate la barele de înaltă tensiune ale centralei, fig. 3.46.

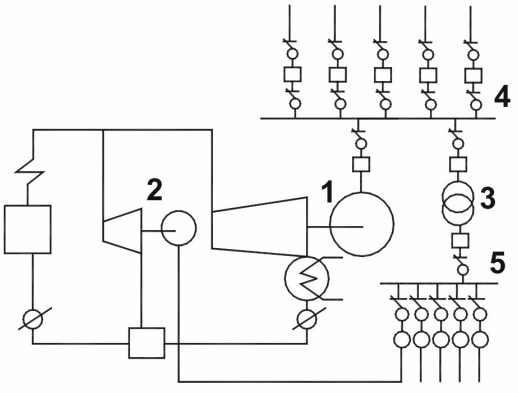


Fig. 3.46. Schema principială a sistemului de servicii proprii a unei CTE cu *turbogeneratoare de casă.*
1- turbogeneratorul principal;
2- turbogeneratorul de casă;
3- transformatorul de servicii proprii;
4- staţia de înaltă tensiune;
5- instalaţia de distribuţie a serviciilor proprii.

La astfel de scheme (cu surse de energie independente), scurtcircuitele din sistem, precum şi scăderea frecvenţei în sistem nu erau resimţite de agregatele din reţeaua de servicii proprii.

Odată cu creşterea puterii turbogeneratoarelor şi a presiunii aburului, alimentarea turbogeneratoarelor de casă cu abur de presiune înaltă a devenit din ce în ce mai grea. La anumite centrale turbogeneratoarele de casă au fost înlocuite cu generatoare montate pe acelaşi arbore cu generatorul principal (fig. 3.47.).

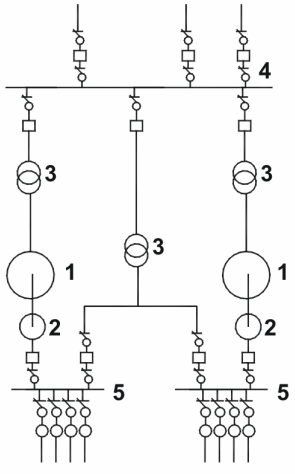


Fig. 3.47. Schema principială a sistemului de servicii proprii a unei centrale termoelectrice cu *generatoare de casă.*
1 -generatorul principal;
2- generatorul de casă;
3-transformatorul de rezervă pentru servicii proprii;
4-instalaţia de înaltă tensiune;
5 - instalaţia de distribuţie a serviciilor proprii.

Această schemă se consideră mai economică, deoarece randamentul turbinei principale este mai mare decât randamentul turbinei de casă de putere mică.

Generatoarele de casă, împreună cu excitaţia lor, complicau construcţia turbogeneratorului principal şi măreau dimensiunile sălii maşinilor.

Odată cu perfecţionarea aparatajului electric şi introducerea automaticii de sistem, siguranţa alimentării cu energie electrică s-a mărit foarte mult. Aceasta a permis ca alimentarea serviciilor proprii să se facă mult mai sigur şi economic de la generatoarele principale şi sistem, fără să se folosească surse independente ca turbogeneratoare de casă, al căror montaj era legat de investiţii importante şi mărirea cheltuielilor de exploatare. Adaptarea acestei soluţii a fost posibilă datorită următoarelor perfecţionări tehnice:

1- folosirea unor protecţii prin relee rapide pentru toate elementele sistemului, inclusiv serviciile proprii;

2- folosirea automaticii de sistem - reglajul automat al excitaţiei generatoarelor, descărcarea automată a sarcinii la scăderea frecvenţei DASF, anclanşarea automată AAR a transformatorului de rezervă în sistemul de servicii proprii etc.;

3 - folosirea în sistemul de servicii proprii a motoarelor asincrone cu rotorul în scurtcircuit şi parametri variabili ai rotorului (motoare cu bare înalte şi dublă colivie) şi renunţarea la protecţia de minimă tensiune;

4- realizarea corectă a schemei de principiu a centralei, precum şi a schemei pentru alimentarea de lucru şi de rezervă a serviciilor proprii, care să asigure autopornirea motoarelor după pauze scurte de tensiune.

Ultima condiţie este eliminatorie şi este importantă. Experienţa de exploatare a centralelor electrice arată că motoarele asincrone cu rotorul în scurtcircuit nu sunt sensibile la pauze scurte de tensiune, dacă sunt racordate la surse de putere mare, de exemplu, la barele de î.t. ale centralei, prin intermediul transformatoarelor de putere corespunzătoare. Generatoarele racordate pe barele de î. t. trebuie prevăzute cu automatica de *forţarea excitaţiei* FE.

La scăderea tensiunii motoarele se frânează, dar prin reapariţia tensiunii motoarele asincrone se accelerează relativ rapid până la turaţia nominală şi se restabileşte funcţionarea normală a agregatelor. În procesul de autopornire (accelerare) motoarele asincrone absorb curenţi mari.

Sursele de alimentare trebuie să fie astfel dimensionate încât nivelul de tensiune pe barele de servicii proprii să permită autopornirea motoarelor.

O condiţie foarte importantă pentru o funcţionare sigură a motoarelor electrice din cadrul serviciilor proprii şi, în consecinţă, a centralelor şi a sistemului energetic în întregime este menţinerea frecvenţei la parametri nominali.

Scăderea frecvenţei poate fi cauzată de supraîncărcarea sistemului energetic (sau a unei zone a sistemului), datorită deconectării unei centrale sau a unei linii de interconexiune. Datorită scăderii frecvenţei se reduce turaţia motoarelor electrice şi ca urmare se reduce productivitatea mecanismelor care deservesc agregatele principale, în consecinţă parametrii aburului scad şi ca urmare scade şi puterea electrică debitată de centrală. Prin aceasta, deficitul de putere în sistem se măreşte şi frecvenţa scade în continuare. Dacă în acest timp nu se descarcă sistemul, se poate perturba întreaga lui funcţionare. Astfel de avarii au fost posibile până când s-a introdus automatica de descărcare automată a sarcinii la scăderea frecvenţei.

Pentru centralele termoelectrice, ca surse independente de sistem se folosesc bateriile electrice de acumulatoare staţionare, BEA. Sarcina BEA este să alimenteze în continuu (în orice condiţii) instalaţiile de comandă şi semnalizare, protecţiile prin relee, instalaţiile de automatizare şi telefonie.

În cazul dispariţiei tensiunii alternative, BEA trebuie să alimenteze de asemenea iluminatul de siguranţă şi anumite mecanisme care asigură oprirea în deplină siguranţă a turbogeneratorului (pompele de ulei de ungere şi etanşare). Capacitatea BEA se alege pentru întreruperi de 1 h (şi mai rar de 1/2 oră) în alimentarea cu curent alternativ.

Pentru centrale de putere mare, mărirea capacităţii BEA nu este recomandabilă şi din

această cauză se prevăd grupuri Diesel - generator de curent alternativ, prevăzut cu pornire rapidă în caz de avarie.

Puterea grupurilor Diesel nu este mare, din această cauză pornirea centralei după o avarie cu ajutorul lor nu este posibilă. Este absolut necesar ca energia pentru o astfel de pornire să fie preluată din sistem.

3.3.3. ALEGEREA TIPURILOR DE MOTOARE ELECTRICE

Pentru o funcţionare sigură a mecanismelor serviciilor proprii este necesar ca mărimile caracteristice de funcţionare ale motorului să corespundă condiţiilor de funcţionare ale mecanismului, şi anume:

1 - puterea motorului electric trebuie să fie suficientă pentru a acţiona mecanismul la funcţionarea acestuia la sarcină nominală;

2 - cuplul dezvoltat de motor trebuie să fie suficient pentru lansarea mecanismului până la turaţia nominală a acestuia, fără ca motorul să se supraîncălzească peste limita admisibilă, din cauza curenţilor de pornire, chiar dacă motorul a fost încălzit datorită funcţionării de durată la plină sarcină;

3 - motorul unui mecanism principal trebuie să aibă capacitatea de a autoporni, după restabilirea tensiunii, dacă a fost frânat parţial sau total la o scădere a tensiunii din reţea;

4 - forma de execuţie a motorului şi modul de răcire al acestuia trebuie să corespundă condiţiilor de temperatură, de umiditate şi de curăţenie a mediului înconjurător.

Alte condiţii importante la alegerea tipurilor de motoare electrice sunt de asemenea: dispozitive simple de pornire; construcţie sigură; exploatare uşoară; cost redus şi cheltuieli reduse de exploatare.

În cele ce urmează, se va examina, din aceste puncte de vedere, măsura în care pot fi utilizate diferite tipuri de motoare pentru serviciile proprii ale centralelor electrice.

Motoarele asincrone cu rotorul în scurtcircuit sunt cele mai utilizate; simplitatea construcţiei le face sigure în funcţionare şi necesită o întreţinere uşoară. Datorită simplităţii construcţiei, motoarele asincrone sunt cele mai puţin costisitoare dintre toate tipurile de motoare existente. Pornirea lor se face fără dispozitive de pornire, prin simpla aplicare a tensiunii la înfăşurarea statorului. Aceasta permite ca, în caz de nevoie, să nu fie deconectate de la reţea, la dispariţia sau scăderea tensiunii, din care cauză, la restabilirea tensiunii, aceste motoare pornesc din nou, în mod automat.

Dezavantajele principale ale motoarelor asincrone cu rotorul în scurtcircuit sunt:
1 - curentul de pornire atinge valori de 6-10 ori mai mari decât valoarea curentului nominal, ceea ce duce la supraîncărcarea surselor de alimentare, în cazul pornirii motoarelor de putere mare sau în cazul pornirii simultane a unui număr mare de motoare; 2 - cuplul de pornire al motorului este mai mic ca cel nominal, ceea ce exclude posibilitatea folosirii lui la mecanismele care necesită cupluri de pornire mari; 3 - motoarele în execuţie normală nu au dispozitive de reglare a turaţiei.

Mărirea cuplului de pornire şi micşorarea curentului de pornire se realizează prin îmbunătăţirea construcţiei rotorului: cu dublă colivie sau cu bare înalte.

În fig. 3.48. sunt date caracteristicile cuplurilor şi a curenţilor de pornire, pentru diverse construcţii ale rotorului motoarelor asincrone cu rotorul în scurtcircuit.

Toate aceste caracteristici sunt caracteristici medii şi pot să varieze în funcţie de puterea şi turaţia motorului.

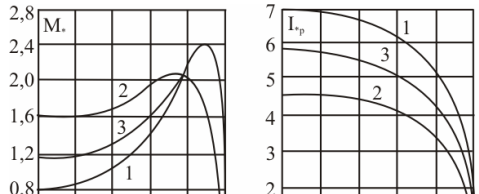


Fig.3.48. Caracteristicile motoarelor asincrone cu rotorul în scurtcircuit:
a) $M_* = f(n^*)$; b) $I_{*p}=f(n^*)$

1 - motor cu simplă colivie; 2 - motor cu bare înalte; 3 - motor cu dublă colivie

Motorul asincron cu rotorul bobinat se porneşte cu ajutorul unui reostat, care se conectează în circuitul rotorului, şi a cărui rezistenţă se scoate treptat din circuit, pe măsură ce motorul se accelerează. Când motorul atinge turaţia nominală, rezistenţa reostatului se scoate complet din circuit şi motorul funcţionează ca un motor în scurtcircuit, pe caracteristica sa naturală. Introducerea, la pornire, a unei rezistenţe în circuitul rotorului permite să micşoreze curentul de pornire (până la valoarea de 2-3 ori curentul nominal) şi să se mărească cuplul de pornire până la valoarea cuplului maxim. În fig. 3.49. sunt date caracteristicile cuplurilor motorului bobinat, pentru diferite valori ale rezistenţei în circuitul rotorului.

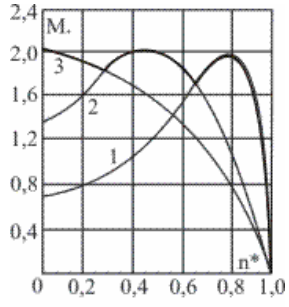


Fig. 3 .49. Curbele cuplurilor motorului asincron cu rotorul bobinat, la diferite rezistenţe în circuitul rotorului.

La pornirea motorului cu scoaterea în trepte a reostatului, cuplul motorului se va modifica şi va trece de la o caracteristică la alta, cum se arată prin linia îngroşată, în fig. 3.49.

Necesitatea introducerii unei rezistenţe în circuitul rotorului la pornire constituie dezavantajul principal al motorului cu rotorul bobinat. Dacă motorul s-a frânat sau s-a oprit, ca urmare a scăderii tensiunii în reţea, pentru pornirea lui este necesar ca reostatul să fie trecut în poziţia de pornire. Aceasta se poate face fie automat şi în acest caz motorul poate să rămână conectat la reţea, fie manual şi, în acest caz, motorul trebuie să se deconecteze în mod automat la scăderi mai importante de tensiune. Trecerea automată a motorului în poziţia de pornire, la scăderea tensiunii, urmată de o pornire automată, necesită instalaţii complicate şi costisitoare. Deconectarea mecanismelor, la scăderea tensiunii, este inadmisibilă pentru mecanismele principale.

În afară de aceasta, prezenţa inelelor colectoare şi a reostatului de pornire complică exploatarea motorului, micşorează siguranţa în funcţionare a acestuia şi măreşte preţul său de cost. De aceea, din centralele electrice moderne motoarele cu rotorul bobinat au dispărut.

Motoarele sincrone se folosesc destul de rar pentru antrenarea mecanismelor serviciilor proprii. Principalul avantaj al acestor motoare constă în faptul că ele pot genera putere reactivă şi în consecinţă se pot reduce pierderile de putere activă prin minimizarea circulaţiei puterii reactive. Acest avantaj este limitat în cadrul serviciilor proprii, deoarece motoarele sunt amplasate foarte aproape electric de generatoarele centralei. În afară de aceasta, motoarele sincrone nu permit variaţia turaţiei mecanismelor decât prin instalaţii intermediare relativ costisitoare şi în plus în schemele clasice, prezenţa excitatricei cu colector reduce fiabilitatea schemei.

În ultimul timp, datorită simplificării schemelor de pornire şi protecţie, măririi siguranţei în funcţionare prin folosirea schemelor de autoexcitaţie statică şi reducerii costului de fabricaţie, a devenit rentabilă folosirea motoarelor sincrone de mare putere. Folosirea motoarelor sincrone se datorează şi faptului că randamentul lor este mai mare ca al celorlalte tipuri de motoare şi prin folosirea FE se poate mări stabilitatea de funcţionare a serviciilor

proprii în cazul scăderilor de tensiune în timpul avariilor.

Motoare de curent continuu, în special cele cu excitaţie şunt, sunt avantajoase întrucât permit, cu pierderi mici de energie, reglarea în limite largi a turaţiei mecanismelor; prezintă însă şi o serie de dezavantaje importante; astfel punctul slab al acestor motoare este redresorul mecanic (colectorul), care necesită o întreţinere permanentă şi calificată. Un alt dezavantaj constă în faptul că necesită instalaţii speciale de pornire, iar preţul de cost este mai mare în comparaţie cu cel al celorlalte tipuri de motoare. Pentru alimentarea motoarelor de curent continuu sunt necesare instalaţii speciale de redresare, care ridică preţul de cost al instalaţiilor.

Motoarele de curent continuu se folosesc la acţionarea transportoarelor de combustibil (banda Raedler cu racleţi) sub formă de praf în centralele pe cărbune, unde este necesară reglarea turaţiei în limite largi (3:1).

Motoare de curent continuu se utilizează, de asemenea, pentru antrenarea pompelor de ulei de ungere şi etanşare, de rezervă, în cazul opririi turbogeneratoarelor pe timp de avarie; la acţionarea limitatorului deschiderii LD de la turbinele hidraulice în cadrul echipamentului de reglaj automat al vitezei RAV.

Alimentarea motoarelor de curent continuu se face de la baterii de acumulatoare funcţionând în tampon cu redresoare automatizate.

3.3.4. CARACTERISTICILE MECANISMELOR SERVICIILOR PROPRII

Pentru alegerea puterii şi a caracteristicilor motoarelor de antrenare, trebuie să se cunoască: puterea la arborele mecanismului şi modul în care aceasta variază în funcţie de turaţie.

În cadrul serviciilor proprii ventilatoarele şi pompele centrifuge formează o grupă importantă de mecanisme.

Puterea motorului de antrenare pentru ventilatoarele centrifuge, în kW, se calculează cu formula:

$$P = \frac{Q \cdot H}{\eta_v \cdot \eta_{trans}} 10^{-3} \qquad (3.6.)$$

unde:

Q - debitul ventilatorului, în [m^3/s]; H - presiunea gazului refulat de ventilator, în N/m^2; η_v, η_{trans} - randamentul ventilatorului şi a transmisiei.

Puterea motorului pentru pompe centrifuge, în kW, se calculează cu formula:

$$P = \frac{Q \cdot (H_{st} + \Delta H)}{\eta_{pompa} \cdot \eta_{trans}} 10^{-3} \qquad (3.7.)$$

unde: Q - debitul pompei, în [m^3/s]; γ - greutatea specifică, în [N/m^3] ;

$H_{st} = H_g + \frac{p_2 - p_1}{\gamma}$ - presiunea statică, în [m], H_g - presiunea geometrică (suma înălţimilor de absorbţie şi refulare), în [m]; P_2 - presiunea în rezervorul în care se refulează lichidul, în [N/m^3] ; P_1 - presiunea în rezervorul de aspiraţie, în [N/m^2];

$$\Delta H = \xi Q^2 \qquad (3.8.)$$

ΔH - presiunea dinamică necesară pentru învingerea rezistenţei hidraulice a reţelei şi care depinde de: sinuozitatea reţelei, de lungimea şi de secţiunea acesteia precum şi de vâscozitatea lichidului.

Dacă refularea se face la presiune statică egală cu zero, atunci debitul pompei sau al ventilatorului este direct proporţională cu turaţia mecanismului, deoarece volumul de lichid sau gaz transmis de pompă sau ventilator în unitatea de timp, printr-o secţiune constantă este proporţională cu viteza la puterea întâia. În aceleaşi condiţii ventilatorul sau pompa imprimă

mediului de pompare energia cinetică $\frac{mV^2}{2}$, respectiv presiunea egală cu $\frac{mV^2}{2mg} = \frac{V^2}{2g}$, care este proporțională cu pătratul vitezei (turației).

Puterea necesară pentru pompare, conform relațiilor (3.6.) şi (3.7.) este proporțională cu produsul *QH* şi deci este direct proporțională cu cubul turației:

$$P = k_1 * n^3 \qquad (3.9.)$$

unde: k_1 este un coeficient de proporționalitate.

Momentul se calculează cu formula:

$$M = \frac{P \cdot 1000}{\omega} = \frac{P \cdot 60 \cdot 1000}{2\pi n} = \frac{9540 \cdot P}{n} [N \cdot m] \qquad (3.10.)$$

Aceasta înseamnă, că momentul la arborele mecanismului este proporțional cu pătratul turației.

În condiții reale, în funcție de presiunea statică şi de deosebirile constructive ale ventilatoarelor şi ale pompelor, relațiile deduse pot fi puțin diferite. În general, se poate considera următoarea relație:

$$M_r = M_0 + (M_n + M_0) \cdot \left(\frac{n}{n_n}\right)^{\alpha}$$

sau, în mărimi relative:

$$M_{*r} = M_{*o} + (1 - M_{*o}) \cdot n_*^{\alpha} \qquad (3.11.)$$

unde: M_r şi $M_{*r} = \frac{M_c}{M_n}$ - momentul rezistent al mecanismului;

M_0 şi $M_{*0} = \frac{M_c}{M_n}$ -momentul rezistent la pornire, pentru n=0

(pentru ventilatoare şi pompe centrifuge $M_{*0} = 0{,}1 - 0{,}2$);

M_{nom} - momentul nominal al mecanismului la turația $n = n_{nom}$;

$n_* = \frac{n}{n_n}$ mărimi relative;

α - exponent, care depinde de tipul mecanismului şi de presiunea statică.

Notă: Pentru mecanismele la care $P \equiv P_n$ şi M_r = ct, $\alpha = 0$ (mori cu bile transportoare cu bandă, mecanisme de ridicat). Pentru pompe centrifuge şi ventilatoare cu presiune statică egală cu zero, $\alpha = 2$. Pentru mecanisme care funcționează cu presiune statică (pompe de alimentare) - $\alpha > 2$.

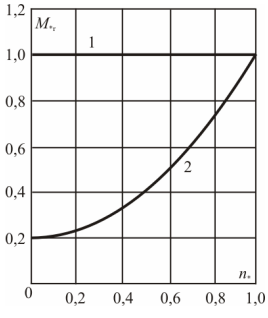


Fig. 3.50. Caracteristici tipice de momente rezistente pentru mecanisme:
1- moară cu bile; 2- ventilator centrifugal ($M_{*r} = 0{,}2 + 0{,}8\, n_*^2$).

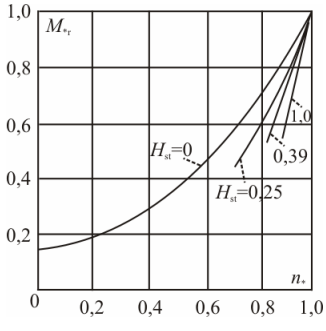


Fig. 3.51. Dependența momentului rezistent al pompelor centrifuge în funcție de turație, pentru diverse valori ale presiuni statice.

În fig. 3.50. sunt prezentate caracteristicile mecanismelor cu M_{*r} =const. (curba 1) şi a mecanismelor cu momente de tip ventilator (curba 2). Pe curbe nu s-a reprezentat mărimea momentului rezistent la pornire datorită frecărilor în poziția de repaus.

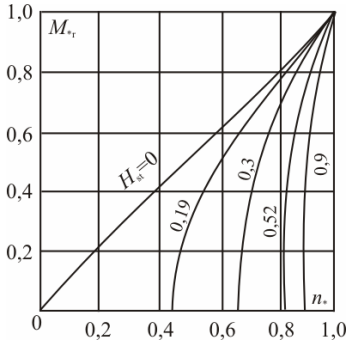


Fig. 3.52. Dependența debitului pompei centrifuge în funcție de turație, pentru diferite presiuni statice.

Diagramele din figurile 3.51. şi 3.52. ilustrează dependența momentului rezistent şi a debitului pompei centrifuge în funcție de turație pentru diverse valori ale presiuni statice:

$$H_{*st} = \frac{H_{st}}{H}$$

unde: $H=H_{st}+\Delta H$ este presiunea totală pe care o produce pompa.

Din fig. 3.51. se vede că pentru $H_{st} = 0$, $M_{*r} = n^2$. Pentru toate celelalte valori ale lui H_{st} momentul rezistent depinde de turație într-o măsură mult mai mare şi α ia valori până la *5* ÷ 6.

Curbele din fig. 3.52. arată că, la valori mari ale presiunii statice, debitul pompelor centrifuge se micşorează mult, chiar pentru scăderi mici de turație. Rezultă că pompele centrifuge, care lucrează cu presiune statică mare, fiind antrenate de motoare electrice, sunt foarte sensibile la variații de frecvență.

3.3.5. Alegerea motoarelor pentru antrenarea mecanismelor de servicii proprii

După rezolvarea problemei privind felul curentului (continuu/alternativ), se alege tipul motorului şi execuția lui în funcție de locul de instalare.

Puterea necesară la arborele motorului se determină cu relațiile (3.6.) şi (3.7.).

Din catalog se alege un motor cu puterea cea mai apropiată şi cu turația egală cu turația mecanismului.

Verificarea motorului asincron cu rotorul în scurtcircuit în funcție de momentul pe care îl dezvoltă pe tot timpul pornirii se rezumă la satisfacerea relației:

$$M_{nom} \geq \frac{M_0 \cdot K_{acc}}{K_{\min} \cdot U_{*\min}^2} \qquad (3.12.)$$

Dacă relația (3.12.) este îndeplinită, momentul produs de motorul asincron depăşeşte momentul rezistent pe tot parcursul pornirii de la 0 până la n_n.

În formula (3.12.) se folosesc notațiile : M_{nom} - momentul nominal motorului asincron ales în funcție de momentul rezistent al mecanismului, în Nm:

$M_{nom} = \frac{9540 \cdot P_{nom}}{n_{nom}}$, în care:

P_{nom} - puterea nominală a motorului, în [kW], determinată cu formulele (3.6.) şi (3.7.);

n_{nom} - turația nominală a motorului, în [rot/min];

M_0 - cuplul rezistent al mecanismului pentru n = 0, în [Nm];

$K_{min} = M_{min}/M_{nom}$ - raportul dintre momentul minim produs de motorul asincron, în timpul pornirii, şi momentul nominal al motorului;

$U_{*min} = U_{min}/U_n$ - raportul dintre tensiunea minimă la bornele motorului în timpul cuplării lui la rețea şi tensiunea nominală;

K_{acc} = 1,15 ÷ 1,25 - coeficient care asigură o accelerare rapidă a motorului la pornire, ceea ce conduce la scurtarea timpului de pornire; în consecință, încălzirea înfăşurărilor nu va depăşi temperatura maximă admisibilă la pornire.

Dacă condiția (3.12.) nu este respectată, atunci trebuie să se aleagă un motor cu caracteristică de pornire îmbunătățită. Mărirea puterii motorului pentru respectarea condiției (3.12.) nu este recomandată din punct de vedere economic.

Motoarele pentru antrenarea mecanismelor cu condiții grele de pornire (ventilatoare,

ventilatoare pentru mori, mori de cărbune, concasoare etc.) trebuie obligatoriu să fie verificate suplimentar la încălzire în timpul pornirii. Această verificare se poate face prin calculul timpului de pornire a agregatului, de la starea de repaus până la turația nominală, prin rezolvarea ecuației de mişcare a agregatului:

$$M_d = M_e - M_r = J\frac{d\omega}{dt} \qquad (3.13.)$$

unde: M_d - momentul suplimentar sau dinamic, în [N·m]; M_e - momentul produs de motorul de antrenare, în [N·m]; M_r - momentul rezistent mecanismului, în [N·m]; J - momentul de inerție al maselor în mişcare, [N·m·s^2] ; ω - viteza unghiulară, în [s^{-1}]; dω - accelerația unghiulara, în [s^{-2}].

De obicei, fabricile constructoare nu dau momentul de inerție pentru motor şi mecanism, ci momentul de volant GD^2; de aceea, este mai comod să se exprime ecuația (3.13.) prin momentul de volant plecând de la următoarea relație:

$$J = mR^2 = \frac{GD^2}{4g}$$

în care: GD^2 este momentul de volant, în [N·m^2]; g = 9,331m/s^2 - accelerația gravitațională.

În acest caz, ecuația (3.8.) ia forma:

$$M_d = J\frac{d\omega}{dt} = \frac{GD^2}{4g}\frac{d\omega}{dt} \qquad (3.14.)$$

Deoarece caracteristicile mecanice ale motoarelor şi mecanismelor se dau în unități relative, mărimile care intră în ecuația (3.14.) vor fi exprimate, de asemenea, în unități relative, adoptând următoarele notații:

$M_{*d} = \frac{M_d}{M_{nom}}$ - cuplul dinamic relativ; $\omega_* = \frac{\omega}{s}$ - viteza unghiulară relativă;

$n_* = \frac{n}{n_s}$ - turația relativă; n_s - turația de sincronism, în rot/min; ω_s - viteza unghiulară de sincronism.

Pornind de la relațiile: $\omega = \frac{2\pi n}{60}$; $\omega_s = \frac{2\pi n_s}{60}$, se obține:

$$\omega_* = \frac{\omega}{n_s} = \frac{n}{n_s} = n_*; \quad \omega = n\omega_s = n_*\frac{2\pi n_s}{60}$$

de unde:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{2Tn_s}{60}\frac{dn_*}{dt} \qquad (3.15.)$$

Introducând în relația (3.15.), în locul accelerației $\frac{d\omega}{dt}$ expresia acesteia din relația (3.15.) se obține:

$$M_d = \frac{GD^2}{4g}\frac{2\pi n_s}{60}\frac{dn_*}{dt} \qquad (3.16.)$$

Împărțind în ambele părți ale ecuației (3.16.) prin M_{nom} se obține, în unități relative:

$$M_{*d} = \frac{M_d}{M_{nom}} = \frac{GD^2}{4gM_{nom}}\frac{2\pi n_s}{60}\frac{dn_*}{dt}$$

de unde:

$$dt = \frac{GD^2 n_s}{375M_{nom}}\frac{dn_*}{M_{*d}} \qquad (3.17.)$$

Notând $\frac{GD^2 n_s}{375 M_{nom}}$ cu T_a şi integrând se obține:

$$t = T_a \int_{n_{*1}}^{n_{*2}} \frac{dn_*}{M_{*d}} \qquad (3.18.)$$

Această ecuație permite să se determine durata proceselor de pornire şi frânare ale motorului.

T_a se numeşte constanta de timp mecanică a agregatului (motor şi mecanism). Calculul acestei constante de timp se face mai comod cu ajutorul puterii nominale a motorului de antrenare:

$$T_a = \frac{CD^2 n_0 n}{356 \cdot 10^4 \cdot P_{nom}} \qquad (3.19.)$$

P_{nom} - fiind dat în [kW].

Semnificația fizică a constantei de timp T_a se poate pune în evidență plecând de la următoarele condiții:

Dacă se presupune că cuplul dinamic M_{*d} rămâne constant în tot timpul lansării ($n_{*1} = 0$, $n_{*2} = 1$) şi egal cu unitatea $M_{*d} = 1$, în acest caz,

$$t = T_a \int_0^1 \frac{dn_*}{1} = T_a$$

adică T_a este timpul necesar pentru lansarea agregatului de la zero la turația de sincronism.

Integrala (3.18.) poate fi calculată prin integrarea grafo-analitică (fig.3.53.).

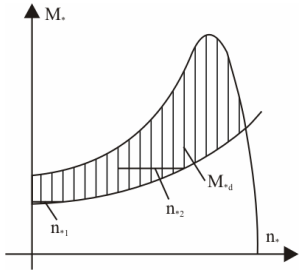


Fig. 3.53. Determinarea grafică a momentului dinamic, prin diferențe dintre momentul de antrenare şi momentul rezistent.

Timpul admisibil de lansare, rezultat din condițiile de încălzire, se poate calcula cu relația:

$$t_{adm} = \frac{150(\tau - \tau_{nom})}{j_{nom}(I_{*p} - 1)} \qquad (3.20.)$$

unde: τ - este supratemperatura maximă admisă pentru clasa de izolație respectivă;

τ_{nom} - supratemperatura pentru regimul normal de funcționare;

j_{nom} - densitatea nominală de curent (4 - 6 A/mm^2); I_{*p} - multiplul curentului de pornire.

În acest fel verificarea condițiilor de pornire constă în respectarea condiției: $t_p \le t_{adm}$.

3.3.6. INFLUENȚA VARIAȚIILOR DE TENSIUNE ŞI FRECVENȚA ASUPRA MOTOARELOR ASINCRONE

Momentul electromagnetic al motorului asincron este egal cu

$$M = \frac{3U^2 R_2 s}{(R_2^2 + s^2 x_{sc}^2)\omega_s} \qquad (3.21.)$$

unde: U - este tensiunea de fază, în [V]; ω_s - viteza unghiulară de sincronism, în [rad/s]; s - alunecarea; x_{sc} - reactanța de scurtcircuit a motorului, în [Ω]; R_2 - rezistența rotorului, raportată la stator, în [Ω]. Rezistența statorului s-a considerat egală cu zero.

Pentru alunecarea critică, care are expresia:

$$s_{cr} = \frac{R_2}{x_{sc}} \qquad (3.22.)$$

momentul capătă valoarea maximă:

$$M_{\max} = \frac{3U^2}{2\omega_s x_{sc}} \qquad (3.23.)$$

În mărimi relative relația cuplului ia forma:

$$\frac{M}{M_{nom}} = M_* = \frac{2M_{*\max}}{\frac{s}{s_{cr}} + \frac{s_{cr}}{s}} \qquad (3.24.)$$

Considerând că $\omega = 2\pi f$ şi $x_{sc} = \omega sL$, din (3.23.) se obține:

$$M_{\max} = \frac{3U^2 \frac{U_{nom}^2}{U_{nom}^2}}{2\pi f \cdot 2\pi fL \frac{f_{nom}^2}{f_{nom}^2}} = M_{\max(nom)} \frac{U_*^2}{f_*^2} \qquad (3.25.)$$

unde: $M_{max(nom)}$ este valoarea maximă a momentului electromagnetic la tensiune şi frecvență nominală. Astfel, momentul maxim al motorului este direct proporțional cu pătratul tensiunii şi invers proporțional cu pătratul frecvenței.

Alunecarea critică este invers proporțională cu frecvența şi nu depinde de tensiune, cum se vede în expresia de mai jos:

$$s_n = \frac{R_2}{x_{sc}} = \frac{R_2}{2\pi fL \frac{f_{nom}}{f_{nom}}} = s_{s(nom)} \frac{1}{f_*} \qquad (3.26.)$$

Folosind relațiile (3.25.) şi (3.26.), se poate scrie relația (3.24.) sub forma:

$$M_* = \frac{2M_{*\max(nom)} \frac{U_*^2}{f_*^2}}{\frac{sf_*}{s_{cr}} + \frac{s_{cr}}{s f_*}} \qquad (3.27.)$$

Analiza relațiilor (3.25.) - (3.27.), conduce la concluzia că la frecvență constantă şi egală cu frecvența nominală, momentul maxim al motorului este direct proporțional cu pătratul tensiunii şi corespunde aceleiaşi alunecări critice, deoarece aceasta nu variază cu tensiunea.

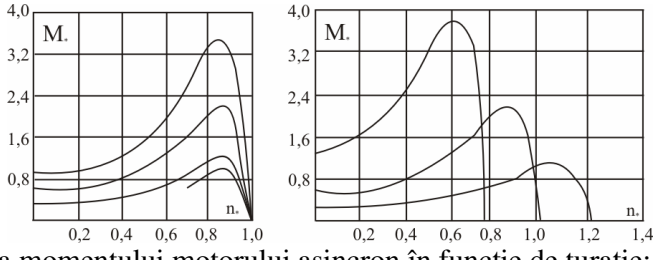


Fig. 3.54. Variația momentului motorului asincron în funcție de turație: a - pentru diverse tensiuni la bornele motorului şi frecvență constantă; b - pentru diverse frecvențe şi tensiune nominală la bornele motorului.

Din fig. 3.54. se vede că pentru, un motor asincron care are momentul maxim egal cu 2,2 în mărimi relative, scăderea tensiunii până la $0{,}67U_{\text{nom}}$ conduce la scăderea cuplului produs de motor $M_* = 1$, şi anume până la limita de funcționare stabilă a motorului. Variațiile de tensiune, în cazul sarcinii constante la arborele motorului asincron, au influență redusă asupra turației motorului.

Modificarea frecvenței rețelei, după cum se vede din relațiile (3.26.) şi (3.27.), conduce la modificarea momentului maxim şi a alunecării critice. Din figura 3.53.b se vede că

scăderea frecvenţei duce la mărirea momentului maxim şi în acelaşi timp la modificarea turaţiei motorului.

Scăderea simultană, în aceeaşi proporţie, a tensiunii şi frecvenţei (U_*/f_* = const.) nu modifică valoarea cuplului maxim, adevăr exploatat în majoritatea aplicaţiilor. Rezultă numai o reducere a turaţiei proporţională cu reducerea frecvenţei.

3.3.7.AUTOPORNIREA MOTOARELOR ELECTRICE ALE SERVICIILOR PROPRII

În cazul scurtcircuitelor în sistem sau a comutării alimentării pe transformatorul de rezervă sunt posibile scăderi mari de tensiune sau pauze scurte de tensiune. Datorită acestor perturbaţii, momentul produs de motorul asincron scade sub valoarea momentului rezistent şi mecanismele încep să se frâneze şi în anumite cazuri se pot opri. După restabilirea tensiunii de alimentare începe procesul de accelerare a motoarelor (care s-au frânat sau oprit), fără intervenţia personalului de exploatare, numit autopornirea motoarelor.

Procesul descris mai sus, de frânare şi autopornire (accelerare) se pot calcula cu ajutorul ecuaţiei de mişcare (3.17.) în care pentru procesul de frânare se pune $M_{*d}=M_{*r}$ iar pentru procesul de accelerare $M_{*d}=M_{*e}-M_{*r}$. Din relaţia (3.11.) este cunoscut că momentul rezistent al mecanismului depinde numai de turaţie. Momentul motorului asincron (3.27.) este funcţie de turaţia motorului ($s=1-n_*$) şi funcţie de pătratul tensiunii. Deoarece funcţiile de dependenţă sunt complicate, rezolvarea problemei nu se poate face analitic. Pentru anumite situaţii problema se poate rezolva prin metode numerice, prin utilizarea intervalelor succesive de scurtă durată şi considerând variabilele constante şi egale cu valorile lor de la regimul anterior. Pentru acest scop se reprezintă grafic funcţiile M_{*r} şi M_{*e} în funcţie de n_* pentru tensiunea nominală, ca în fig. 3.48. Pe baza acestor grafice şi considerând dependenţa momentului produs de motorul asincron în funcţie de tensiunea, pentru fiecare motor se poate scrie relaţia (3.17.) sub forma:

$$\Delta n_* = \left(M_{*e_{nom}} \cdot U_*^2 - M_{*r}\right)\frac{\Delta t}{T_a} \qquad (3.28.)$$

Din relaţia (3.28.) rezultă că autopornirea (respectiv $\Delta n_* > 0$) este posibilă cu condiţia:

$$M_{*e_{nom}} U_*^2 - M_{*r} > 0 \qquad (3.29.)$$

adică succesul autopornirii nu depinde numai de corecta corelare între momentul electric şi momentul rezistent, ci şi de *nivelul tensiunii la bornele motoarelor asincrone.*

Nivelul tensiunii în procesul de autopornire depinde de: puterea şi tensiunea de scurtcircuit a transformatorului de alimentare; numărul şi puterea motoarelor care participă la procesul de autopornire. Pentru schema echivalentă din fig. 3.55., nivelul tensiunii se poate calcula pentru orice moment t, ca fiind cădere de tensiune pe reactanţa echivalentă a transformatorului, datorată curentului absorbit de motoare.

Notă: Verificarea prin calcul a posibilităţii de autopornire trebuie făcută şi din punct de vedere al încălzirii motoarelor. În afară de aceasta, durata procesului de autopornire trebuie corelată cu temporizările protecţiilor tehnologice, cu blocajele şi automatizările, iar reglajele instalaţiilor tehnologice trebuie coordonate cu mărimile parametrilor de presiune, debite etc., pentru ca modificările lor în procesul de autopornire să nu deterioreze mecanismele centralei.

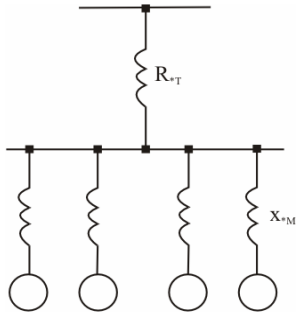


Fig.3.55. Schema echivalentă pentru verificarea autopornirii motoarelor mecanismelor serviciilor proprii.

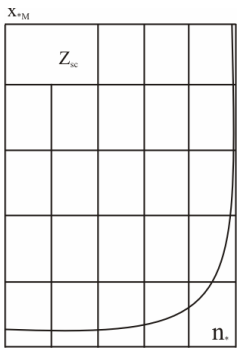


Fig. 3.56. Variația reactanței motorului asincron în funcție de turație (Z_{sc} -impedanța motorului cu rotorul calat).

Valoarea tensiunii de alimentare a motoarelor pe bară de SP poate fi calculată ca produsul dintre curent absorbit şi reactanța echivalentă a motoarelor participante la sumarea respectivului curent, astfel:

$$U_{*t} = \frac{U_{*s}}{x_{*T} + x_{*M\Sigma}} x_{*M\Sigma}$$

unde: U_{*s} - este tensiunea în mărimi relative pe barele stației;

X_{*T} - reactanța transformatorului de servicii proprii de la care se alimentează motoarele în timpul autopornirii;

$x_{*M} = \frac{1}{\sum_{1}^{n} \frac{1}{x_{*Mt}}}$ - reactanța echivalentă pentru momentul *t*,

obținută prin cuplarea în paralel a tuturor motoarelor care participă la autopornire;

x_{*Mt} - reactanța fiecărui motor la timpul t, pentru o anumită turație n_{*t}, după curba $x_{*M}= f(n_*)$ din fig. 3.56.

Asigurarea autopornirii motoarelor serviciilor proprii este una din cele mai importante metode de mărire a siguranței de funcționare a mecanismelor de servicii proprii şi a centralei electrice în întregime.

Pentru asigurarea autopornirii trebuie alese în mod corespunzător transformatoarele de alimentare, caracteristicile electromecanice ale motoarelor, folosirea protecțiilor rapide şi a anclanşării alimentării de rezervă AAR cu pauze scurte de tensiune.

La centralele termoelectrice de mare putere, mărimea puterii transformatoarelor de alimentare este limitată din cauza aparatajului de comutație. La astfel de centrale sunt necesare măsuri de limitare a curenților de scurtcircuit.

3.3.8. CLASIFICAREA RECEPTOARELOR DIN SERVICIILE PROPRII ŞI SURSELE DE ALIMENTARE

Pentru alimentarea receptoarelor de servicii proprii de regulă, se folosesc două trepte de tensiuni alternative şi anume:

a. Treapta de medie tensiune, pentru alimentarea unor motoare de puteri unitare peste 160 kW sau pentru alimentarea unor grupe de receptoare mai mici, prin intermediul unor transformatoare coborâtoare.

Pentru instalații de medie tensiune se alege, de regulă, tensiunea de 6 kV. În cazuri justificate se poate opta şi pentru o altă tensiune medie (de exemplu 10 kV) sau eventual chiar două tensiuni medii;

b. Treapta de joasă tensiune, pentru alimentarea receptoarelor mici, inclusiv a motoarelor cu puteri unitare sub 160 kW (chiar şi de 250kW la CHE).

Pentru instalațiile de joasă tensiune se alege tensiunea de 380/220 V.

La stabilirea schemelor de alimentare ale serviciilor proprii se ține seama de gradul de siguranță în funcționare, cerut de receptoarele de servicii proprii. Sub acest aspect, receptoarele se împart în patru categorii.

În categoria 0 (vitală) se includ:

0.a. - toate receptoarele a căror întrerupere în alimentare mai mare de ls conduce la declanşarea blocului, turbinei sau cazanului. Pentru receptoarele vitale de categoria 0a de curent continuu se prevăd cel puţin două alimentări normale din bateria de acumulatoare. Pentru receptoarele vitale de categorie 0a de curent alternativ se prevăd cel puţin două alimentări normale din bateria de acumulatoare, prin aparate de convertire a curentului (ex. invertoare) şi alimentări de rezervă de la barele de curent alternativ ale receptoarelor de categoria 0b.

0.b. - toate receptoarele care nu permit decât întreruperi de scurtă durată (de ordinul 10 ... 20 secunde), în caz contrar putându-se produce accidentarea de persoane sau avarierea gravă a agregatelor principale din centrală (cazan, turbină).

În această categorie se încadrează receptoarele care trebuie să funcţioneze neapărat în perioadele de oprire de avarie a blocurilor cazan-turbină (de exemplu: anumite circuite de comandă şi automatizare, unele pompe de ulei, anumite vane electrice, iluminat de siguranţă, staţii de reducere-răcire).

Pentru receptoarele vitale de categorie 0b, se prevăd trei surse de alimentare, din care una va fi o sursă normală, a doua o sursă de rezervă independentă şi a treia va fi o sursă de alimentare de siguranţă (de ex. grup Diesel cu intrare automată în funcţiune).

În categoria I (principală) se includ toate receptoarele la care întreruperea alimentării pe durate mai mari de 3 secunde afectează direct regimul de funcţionare al blocurilor cazan-turbină-generator, putând conduce la oprirea lor (de exemplu pompe de alimentare cu apă a cazanelor, ventilatoare de aer şi gaze la cazane-inclusiv auxiliarele acestora - etc.).

Pentru receptoarele de categoria I se asigură alimentarea de la o sursă normală şi de la una de rezervă independentă cu anclanşarea automată a sursei de rezervă în cazul căderii sursei normale.

În categoria a II-a (secundară) se includ toate receptoarele a căror întrerupere temporară de ordinul 15-20 minute nu afectează imediat regimul de funcţionare al centralei (de exemplu: instalaţiile de descărcat, de concasat, de transportat etc.).

Pentru receptoarele de categoria a II-a prevede, o sursă normală şi una de rezervă.

În categoria a III-a (auxiliară) se includ toate receptoarele care nu afectează regimul de funcţionare al centralei (de exemplu: instalaţii de ridicat, ateliere, laboratoare etc.). Alimentarea acestor receptori se face de la o singură sursă de alimentare.

3.3.9. SCHEMELE ELECTRICE DE ALIMENTARE ÎN CURENT ALTERNATIV

Deoarece principiile după care se elaborează aceste scheme sunt structural diferite pentru centrale funcţionând pe schemă bloc generator-transformator şi pentru centrale având bară colectoare la tensiunea generatorului, ele se vor trata separat pentru cele două tipuri de centrale.

În general, nu se poate vorbi de tipuri de scheme unanim adoptate pentru cele două tipuri de centrale electrice menţionate, dar principiile generale după care aceste scheme trebuie elaborate sunt suficient de bine precizate şi toate schemele electrice de alimentare ale serviciilor proprii trebuie să ţină seama de ele.

Aceste principii generale sunt următoarele:

a) Schema de alimentare trebuie să asigure fiecărei categorii de consumatori siguranţa în alimentare şi continuitatea în funcţionare cerută;

b) Schema trebuie să fie simplă. clară, uşor de supravegheat şi exploatat;

c) Puterea instalată în transformatoarele de servicii proprii, în bobinele de reactanţă trebuie să fie cât mai redusă, fără a se afecta prin aceasta celelalte condiţii de funcţionare ale schemei;

d) Schema de alimentare să fie cât mai puţin posibil afectată de avariile din interiorul centralei sau din afara ei (în sistem) şi să permită reluarea rapidă a funcţionării centralei după oprirea ei

în urma unor avarii;
e) Sursele de alimentare normală şi cele de rezervă să fie cât mai independente între ele, în sensul că ultimele să nu fie afectate, decât în limite admisibile, de defectele apărute în sursele de alimentare normală.

Schemele electrice de alimentare în centrale cu scheme bloc generator-transformator
Schemele electrice de alimentare în centrale cu scheme bloc generator-transformator sunt concepute pe principiul separării cât mai complete a schemei pe fiecare bloc în parte, în vederea asigurării unei independenţe pronunţate în funcţionarea blocului în raport cu celelalte. În acest scop, fiecare bloc generator-transformator îi sunt afectate unul sau (dacă este cazul) două transformatoare de servicii proprii, denumit prescurtat TSPB (transformator de servicii proprii de bloc). Acest transformator este destinat pentru alimentarea tuturor receptoarelor de servicii proprii ale blocului şi, în anumite scheme, pentru alimentarea unei părţi din receptoarele generale, adică comune pentru întreaga centrală sau pentru un anumit număr de blocuri.
Schemele în care se face racordarea acestor transformatoare diferă de la centrală la centrală, însă ele pot fi sistematizate principial, ca în fig. 3.57.
Astfel, în fig. 3.57.a este prezentată schema cea mai simplă de racordare a transformatorului TSPB. Schema oferă avantajul simplificării şi al lipsei unor elemente suplimentare de comutaţie la bornele generatorului. De asemenea, această schemă permite o racordare foarte sigură, în bare ecranate pe fază între bornele generatorului şi ale transformatorului bloc, precum şi între punctul de racord al transformatorului TSPB şi bornele acestuia. Celula de sub generator este foarte simplă, deoarece în aceasta se amplasează numai aparatajul necesar reglajului excitaţiei, dezexcitării rapide, forţării excitaţiei etc.

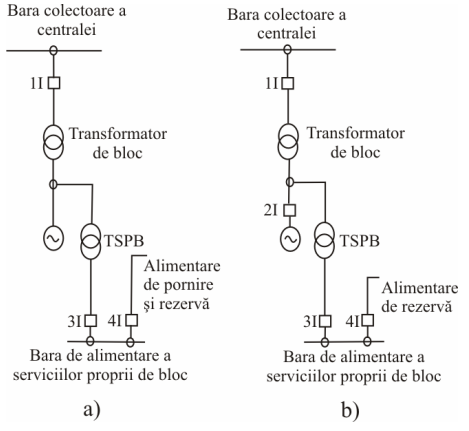


Fig. 3.57. Schema pentru alimentarea serviciilor proprii de bloc.
a-schema bloc clasică fără întreruptor la bornele maşinii;
b-schema mai flexibilă cu întreruptor greu la bornele maşinii.

Dezavantajele acestei scheme constau în faptul că transformatorul TSPB nu poate servi şi pentru pornirea blocului, în acest scop fiind necesară alimentarea barei de servicii proprii de la o altă sursă, până se face sincronizarea la bare a blocului prin intermediul întreruptorului 1I.

Acest dezavantaj este destul de serios, deoarece, în cazul indisponibilităţii, în momentul pornirii blocului, a sursei de rezervă sau în cazul defectării transformatorului racordat la această sursă, blocul nu poate fi pornit. Ca o consecinţă a acestui fapt, apare necesitatea de a se prevedea transformatoare suplimentare de pornire, în special la centralele cu mai multe blocuri.

În vederea înlăturării dezavantajului menţionat, se apelează la schema din fig. 3.57.b. În această schemă, în timpul pornirii blocului, întreruptorul 2I este deschis, iar receptoarele de servicii proprii ale blocului care trebuie să funcţioneze în timpul pornirii sunt alimentate din sistem prin intermediul transformatorului de bloc şi al transformatorului TSPB. După pornire,

sincronizarea cu sistemul se face prin închiderea întreruptorului 2I. Avantajele acestei scheme, în raport cu prima schemă, sunt evidente, mai ales datorită faptului că acelaşi transformator poate fi folosit atât pentru alimentarea normală a serviciilor proprii, cât şi pentru pornirea blocului. Evident că într-o asemenea schemă numărul transformatoarelor de servicii proprii de rezervă pe întreaga centrală va fi mai redus. În afară de acest avantaj, această schemă nu necesită - ca în figura 3.57.a - trecerea, după pornirea blocului, de pe alimentarea de la surse de pornire pe sursa proprie (adică pe alimentarea de la TSPB). În schemele în care această trecere este necesară, ea se poate face în două feluri, şi anume:

- prin sincronizarea la barele de servicii proprii a transformatorului TSPB cu sursa de rezervă, cu deconectarea sursei de rezervă (trecere fără întreruperea alimentării serviciilor proprii);

- prin AAR, adică trecerea de la alimentarea de la sursa de pornire pe sursa normală se face prin deconectarea prealabilă a lui 4I, care prin dispozitivul AAR comandă anclanşarea lui 3I.

Ambele sisteme de trecere pe sursa de alimentare normală comportă anumite riscuri şi de aceea se consideră că prezentând un avantaj suplimentar schema care evită această trecere.

Riscurile sunt următoarele:

- la trecerea prin sincronizarea, prin cuplarea în paralel a celor două surse de alimentare (de pornire şi normală), puterea de scurtcircuit pe bare creşte foarte mult şi în cazul unui scurtcircuit în acest regim de funcţionare există pericolul distrugerii unor aparate sau căi de curent. Posibilitatea acestui risc este însă redusă, dat fiind timpul scurt în care se funcţionează cu sursele în paralel;

- la trecerea prin AAR de pe sursa de pornire pe cea normală, există riscul ca, după deconectarea întreruptorului 4I, întreruptorul 3I să refuze închiderea, ceea ce conduce, evident, la oprirea blocului.

Un dezavantaj al schemei din figura 3.57.b îl constituie ecranarea pe fază a barelor de legătură între generator şi transformatorul de bloc. În cazul când întreruptorul 2I nu poate fi procurat în execuţie separată pentru fiecare fază, ecranarea monofazată pe tot circuitul devine imposibilă. Aceasta conduce la mărirea riscului de apariţie a unor defecte polifazate în apropierea imediată a bornelor generatorului. Riscul creşte şi datorită prezenţei unor aparate de comutaţie suplimentare între generator şi transformator.

Un alt dezavantaj constă în faptul că întreruptorul 2I trebuie să fie un aparat deosebit de robust, fiind parcurs de curenţi foarte mari, atât în exploatarea normală, cât şi în regim de scurtcircuit, ceea ce îl face să fie un aparat scump. Pentru reducerea acestui dezavantaj se renunţă în multe cazuri la funcţiunea de întreruptor, el servind deci exclusiv pentru sincronizare.

Dacă în schemele cu transformatoarele de bloc cu două înfăşurări, alegerea uneia sau a alteia dintre variante discutate mai comportă discuţii, schema din fig. 3.57.b este obligatorie în cazul când transformatorul de bloc are trei înfăşurări sau este autotransformator (fig. 3.58.), deoarece în asemenea cazuri trebuie să existe posibilitatea menţinerii legăturii între cele două tensiuni înalte la care debitează blocul şi în cazul unui defect în generator.

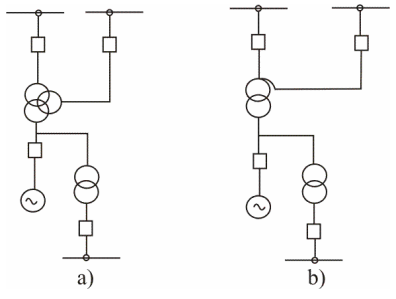


Fig.3.58. Schema pentru alimentarea serviciilor proprii de bloc.
a-schema cu trasformator cu trei înfăşurări ridicător la două tensiuni diferite începând cu raportul 1/3;
b-schema cu autotransformator ridicător de evacuare a puterii la două tensiuni distanţate cel mult în raportul 1/2

La unele centrale electrice nu toate receptoarele de servicii proprii pot fi racordate pe barele de servicii proprii ale blocului. Cu toate că în prezent se tinde spre o „compactizare" maximă prin scheme bloc, unele receptoare sunt de interes general, deservind instalaţii comune întregii centrale (de exemplu: utilajele din instalaţii de epurare chimică, staţii de pompe, de alimentare cu combustibil, instalaţii de aer comprimat, iluminat etc.) şi de aceea nu se doreşte ca acestea să fie afectate de defectarea unor bare de servicii proprii ale unui bloc. Acest aspect se remarcă şi la centralele electrice de termoficare, unde există receptoare generale importante aparţinând instalaţiilor de termoficare.

În aceste cazuri schema de alimentare cu energie electrică a serviciilor proprii se prevede cu bare generale de servicii proprii, de la care se alimentează toţi aceşti consumatori.

Când asemenea bare generale există, ele servesc deseori şi ca surse de rezervă şi pornire pentru barele de servicii proprii de bloc (fig. 3.59.).

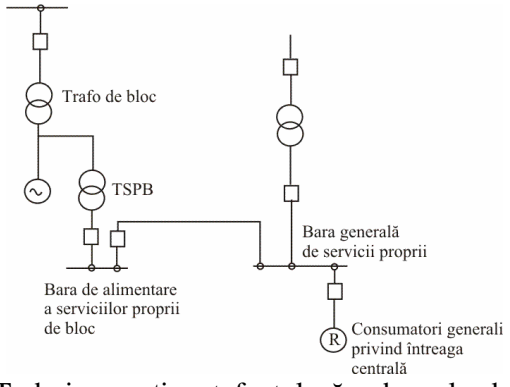


Fig.3.59. Alimentarea sistemului serviciilor proprii generale.

Trebuie menţionat faptul că schemele de alimentare cu energie electrică a instalaţiilor de servicii proprii sunt extrem de variate, deoarece ele sunt determinate de o multitudine de condiţii locale şi specifice, cum ar fi: schema electrică a centralei şi felul în care se face racordarea la sistem, importanţa centralei în sistem, felul combustibilului, puterea unitară a grupurilor, tipurile de aparataj disponibile etc., şi de aceea sistematizarea soluţiilor este destul de anevoioasă. Indiferent însă de soluţia adoptată la alegerea schemei de alimentare, trebuie avut în vedere următoarele:

- sursele de alimentare de rezervă trebuie să fie afectate cât mai puţin posibil în cazul apariţiei unui defect pe sursa de alimentare normale;

- asigurarea la nivelul de siguranţă impus pentru diferite categorii de receptoare (conform subcapitolului 3 .3 .8).

În figura 3.60,a-d sunt prezentate patru scheme reprezentative pentru alimentarea cu energie electrică a instalaţiilor de servicii proprii ale centralelor termoelectrice de putere mare, astfel:

În figura 3.60,a este reprezentată o schemă pentru o centrală echipată cu grupuri de condensaţie de putere unitară egală cu 200 MW sau mai mare, în care toate serviciile proprii sunt *blocizate.* adică nu există bare generale.

În acest caz este necesar a se prevedea (în conformitate cu normativele din România) câte un transformator de servicii proprii de pornire şi rezervă TSPR pentru fiecare două blocuri. O asemenea schemă se foloseşte în toate cazurile când este posibilă o blocizare totală (centrale de condensaţie funcţionând pe gaze sau eventual pe păcură) şi când, racordarea receptoarelor generale, repartizate pe secţiile de bare de bloc, nu conduce la creşterea excesivă a puterii transformatoarelor TSPR, ceea ce ar avea repercusiuni asupra nivelului puterilor de scurtcircuit pe aceste bare. Schema se pretează bine la echiparea centralelor cu perechi de blocuri.

În figura 3.60.b este reprezentată o schemă a unei centrale echipate cu grupuri de 200

MW şi mai mari, la care serviciile proprii generale sunt alimentate de pe câte un sistem de bare generale pentru o pereche de blocuri. Aceste bare servesc totodată şi ca surse de rezervă şi pornire pentru secţiile de bare de bloc. În cazul unor puteri reduse ale receptoarelor generale, astfel încât acestea să poată fi alimentate în regim normal de la transformatoarele TSPR să se prevadă numai unul singur. Această soluţie este favorizată de existenţa mai multor blocuri în centrală, de exemplu patru, când vor exista deci două TSPR (câte unul pentru fiecare pereche), fiecare din cele două TSPR putând constitui o rezervă reciprocă.

În cazul când pornirea grupurilor se poate face prin propriile transformatoare (TSPR), deoarece este prevăzut întreruptor între bornele generatorului şi transformatorului de bloc, rezerva în transformatoarele TSPR poate fi şi mai mult redusă, aşa cum se vede în schemele din figurile 3.60.c şi d. Prima schemă reprezintă o centrală fără bară separată pentru alimentarea serviciilor proprii generale, iar a doua o centrală în care există asemenea bare şi în care barele generale au fost organizate pe perechi de blocuri.

O deosebită importanţă trebuie acordată modului de racordare a transformatoarelor de rezervă. Acestea trebuie să fie alimentate de la o sursă independentă pe care le înlocuiesc.

Asemenea surse independente pot fi considerate:

- altă secţie de bare decât aceea pe care debitează blocurile pentru care servesc ca transformator de rezervă şi pornire;

- bare colectoare de altă tensiune decât acelea pe care debitează blocurile pentru care servesc ca transformatoare de rezervă şi pornire.

Pot fi considerate, de asemenea, surse independente al doilea sistem de bare colectoare, dacă funcţionează separat de primul sistem sau dacă se separă automat prin întreruptorul de cuplă, în caz de avarie pe unul din sisteme.

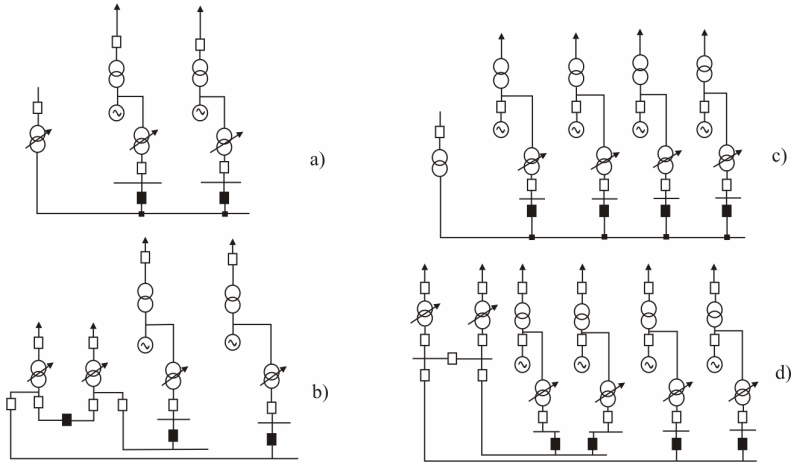


Fig.3.60. Scheme de servicii proprii ale CTE de putere mare
a-schemă bloc fără întreruptor la bornele TG, cu un singur trasformator de pornire, oprire şi rezervă TPOR;
b-idem a, cu două TPOR;
c-idem a, cu întreruptor la bornele TG
d-idem b, cu întreruptor la bornele TG

Numărul de secţii de bare al sistemelor de bare de servicii proprii de bloc se stabileşte ţinând seama, fie de necesitatea reducerii nivelului puterii de scurtcircuit (fig.3.61.a şi b), fie de aceea a repartizării receptoarelor, astfel încât un defect apărut pe una din secţiile de bare să nu afecteze funcţionarea întregului bloc (fig.3.61.c).

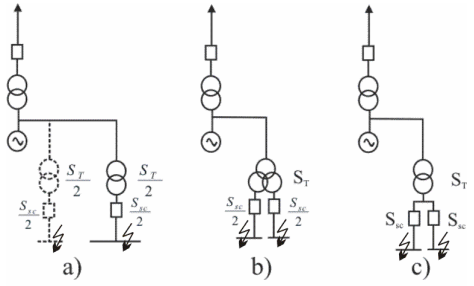


Fig.3.61. Secţionarea barelor colectoare din serviciile proprii de bloc.
a-folosind două TSP de putere pe jumătate, $S_T/2$;
b-folosind un singur TSP cu două înfăşărări secundare jumelate fiecare calibrată la $S_T/2$;
c-folosind un singur TSP calibrat la întreaga putere S_T.

Mecanismele din serviciile proprii sunt dublate, astfel încât la ieşirea din funcţiune a unuia dintre ele, celelalte să poată asigura funcţionarea grupului de sarcină redusă. Mecanismele de servicii proprii perechi se racordează pe bare colectoare separate.

Schemele instalaţiilor de servicii proprii de joasă tensiune urmăresc în general, principiile enunţate mai sus.

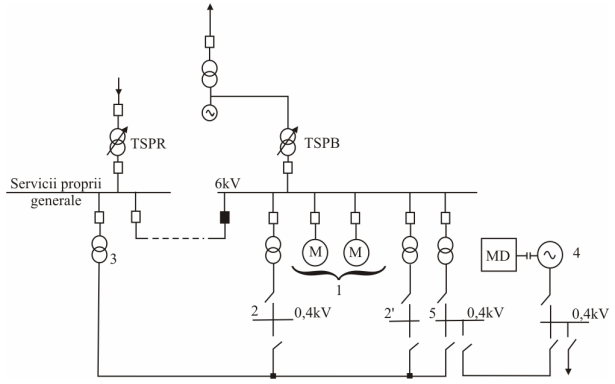


Fig. 3.62. Organizarea serviciilor proprii de curent alternativ pentru un bloc.
1 - receptoare la tensiunea de 6 kV; 2,2' - bare pentru alimentarea receptoarelor de 0,4 kV; 3-transformator de rezervă 6/0,4 kV; 4 - grup Diesel cu pornire rapidă; 5 - bare de 0,4 kV pentru alimentarea receptoarelor vitale, categoria 0b.

O schemă principială a organizării serviciilor proprii de curent alternativ de bloc este arătată în fig. 3.62. Această schemă ţine seama de condiţiile de alimentare a diverselor categorii de consumatori, aşa cum s-a arătat în subcapitolul 3.3.8.

Schema electrică de alimentare a serviciilor proprii în centrale - cu bare colectoare la tensiunea generatoarelor

În prezent, centralele termoelectrice cu bare colectoare la tensiunea generatorului se construiesc numai cu grupuri turbogenerator-TG de puteri relativ reduse (maximum 50 MW).

Limitarea folosirii unor asemenea scheme se datorează în special faptului că puterile de scurtcircuit pe barele colectoare trebuie menţinute la anumite valori maxime admisibile. Spre deosebire de centralele termoelectrice având schemă-bloc, în centralele cu bară colectoare la tensiunea generatoarelor, schema de servicii proprii este intim legată şi în mare măsură determinată de schema generală a centralei.

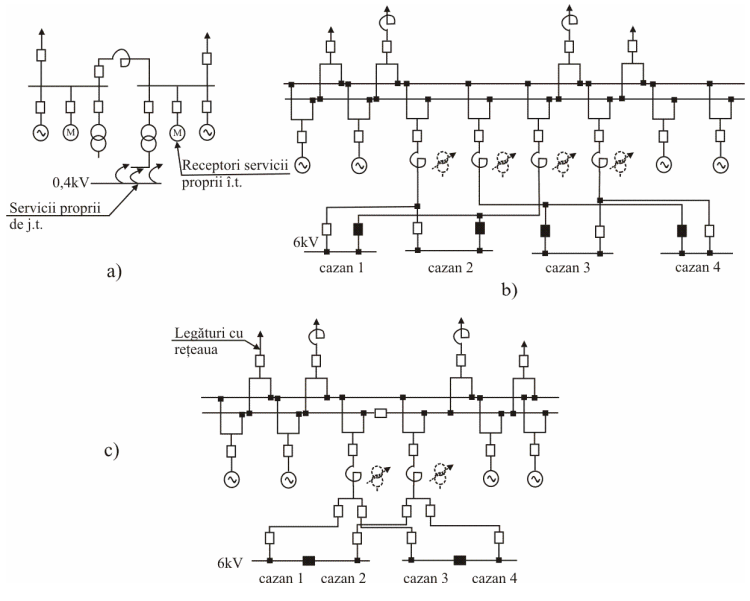


Fig. 3.63. Scheme pentru alimentarea serviciilor proprii ale centralelor cu bare colectoare la tensiunea generatoarelor.
a-cu reator pe cupla longitudinală;
b-cu reactoare pe plecări individuale;
c-combinaţie între a şi b.

Se vor indica câteva scheme reprezentative pentru alimentarea instalațiilor electrice de servicii proprii.

Schema din figura 3.63.a reprezintă schema unei centrale echipată cu grupuri de putere mică, având sistem simplu de bare colectoare la tensiunea generatoarelor, în general de 6 kV. În asemenea cazuri, puterea de scurtcircuit pe barele colectoare poate fi limitată la 200 - 250 MVA şi, ca urmare, pot fi folosite celule prefabricate.

La aceste centrale se foloseşte bara colectoare a centralei şi pentru alimentarea motoarelor conectate direct la 6 kV.

La aceeaşi bară se racordează şi transformatoarele 6/0,4 kV de servicii proprii. În unele cazuri, când există mai multe grupuri în centrală, bara colectoare poate avea mai multe secții. În acest caz, receptoarele de servicii proprii se distribuie în mod corespunzător pe secții. În general, numărul de secții de servicii proprii se alege egal cu numărul cazanelor.

În centralele cu bare colectoare la tensiunea generatoarelor, receptoarele serviciilor proprii generale nu au secții de bare speciale, ci sunt repartizate pe secțiile de bare ale instalației de servicii proprii. O secție de bare speciale (la medie sau joasă presiune) poate fi eventual prevăzută în cazul când pe lângă centrală există şi receptoare de servicii proprii importante pentru termoficare (CAF, stații de pompe etc).

Spre deosebire de cazul precedent, în figurile 3.63.b şi c sunt reprezentate cazurile în care centrala are sisteme duble de bare colectoare pe care puterea de scurtcircuit este relativ mare, putând ajunge în unele cazuri la 800 MVA la 6 kV. În asemenea cazuri, care se întâlnesc la centralele echipate cu grupuri de putere mijlocie (între 12-25 MW), soluția racordării instalațiilor de servicii proprii pe barele colectoare apare ca neeconomică.

În astfel de centrale se creează secții de bare speciale pentru alimentarea serviciilor proprii. Puterea de scurtcircuit se limitează la aceste bare astfel, încât să poată fi folosit un aparataj cât mai uşor şi ieftin. Limitarea puterii de scurtcircuit la valori sub 200 - 250 MVA se realizează, fie şi prin prevederea unor bobine de reactanță pe alimentările barelor de servicii proprii, fie prin transformatoare coborâtoare (figurate punctat în figura 3.63. a şi b), dacă tensiunea barelor principale este diferită de tensiunea de 6 kV.

Alimentarea serviciilor proprii de 0,4 kV se face prin intermediul transformatoarelor de 6/0.4 kV.

3.3.10.ALEGEREA PUTERII TRANSFORMATOARELOR SAU CAPACITĂȚII DE TRECERE A BOBINELOR DE REACTANȚĂ ALE LINIILOR CARE ALIMENTEAZĂ SERVICIILE PROPRII

Alegerea transformatoarelor sau a liniilor care alimentează serviciile proprii, din punctul de vedere al puterii, se face astfel încât să se asigure: 1 - alimentarea sarcinii de durată maximă posibilă; 2 - pornirea motorului care determină cele mai grele condiții, considerându-se celelalte motoare în funcțiune; 3 - autopornirea motoarelor principale în condițiile cele mai grele.

Alegerea puterii transformatoarelor după condițiile unei sarcini de durată depinde de schema de alimentare adoptată. În cazul când există o rezervă de putere propriu-zisă, puterea transformatorului este determinată de puterea motoarelor conectate, ținându-se seamă de coeficientul de încărcare, randamentul şi factorul de putere a motoarelor:

$$S_{tr} \geq \frac{K}{\eta_m \cos\varphi_m} \Sigma P_1 + K_2 \Sigma S_2$$

în care: S_{tr} - este puterea transformatorului, în [kVA];

P_1 - suma puterilor motoarelor conectate la 6 kV, în [kW];

$K_{1\text{m}}$ - coeficientul de încărcare medie a motoarelor; valoarea acestui coeficient pentru centrale cu parametrii medii este de 0,6 ÷ 0,65, pentru centrale cu parametrii înalți este de

0,75 ÷ 0,335. La centrale cu parametri foarte înalți acest coeficient are valoarea de 0,9;

η_m - randamentul mediu al motoarelor, care pentru calcule preliminare se poate lua egal cu 0.85 ÷ 0,92;

cos φ_m - factorul de putere mediu, cos φ_m = 0,85 ÷0,9;

ΣS_2 - suma puterilor nominale a transformatoarelor de 6/0,4 kV;

K_2 - coeficient de încărcare a transformatoarelor de 6/0,4 kV, de obicei $K_2 \approx 0{,}7$.

Verificarea *condițiilor de pornire și autopornire* a motoarelor din cadrul serviciilor proprii constau în predeterminarea tensiunii de revenire pe barele de alimentare în momentul autopornirii, respectiv în momentul pornirii. Tensiunea de revenire depinde de curenții absorbiți la pornire sau autopornire și de nivelul puterii de scurtcircuit trifazat pe barele de alimentare.

Pentru calculul tensiunii pe barele de servicii proprii în cazul pornirii celui mai mare motor se consideră schema din fig. 3.64., în care s-a făcut notațiile:

X_s - reactanța de scurtcircuit a sursei de alimentare, calculată până la un punct al rețelei considerat ca fiind de putere infinită:

$$X_S = \frac{U_n^2}{S_{sc}}, [\Omega];$$

S_{sc}- puterea de scurtcircuit la locul de racordare a transformatorului pentru alimentarea pentru alimentarea serviciilor proprii, în [MVA];

U_n= 6,3 kV - tensiunea medie de barele de servicii proprii;

X_M- reactanța motorului în momentul pornirii, în [Ω];

$X_\Sigma = X_S + X_T$ - reactanța echivalentă a sursei de alimentare, în [Ω];

I_M - curentul absorbit de motor în momentul pornirii, în [kA].

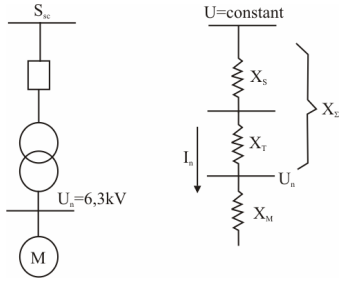


Fig.3.64. Schema de alimentare a serviciilor proprii
a-schema monofilară propiuzisă
b-schema echivalentă cu reactanțele de calcul.

a) ***b)***

Curentul absorbit de motor la pornire se calculează cu relația

$$I_M = \frac{U_n}{3(X_\Sigma + X_M)}$$

iar tensiunea pe barele de servicii proprii în timpul pornirii se calculează cu relația:

$$U_M = I_p X_M = \frac{U_n X_m}{X_\Sigma + X_M} \qquad (3.30)$$

După anumite transformări relația (3.30) capătă forma:

$$U_{*M} = \frac{1{,}05}{1 + \frac{X_\Sigma}{X_M}} \qquad (3.31)$$

in care: $U_{*M} = \frac{U_M}{U_n}$ este tensiunea pe barele de servicii proprii în timpul pornirii în mărimi relative raportată la tensiunea nominală.

În continuare se pot scrie relațiile:

$$\frac{U_n^2}{X_M} = S_p \quad \text{şi} \quad \frac{U_n^2}{X_\Sigma} = S_{scM}$$

în care: S_p - este puterea absorbită de motor în timpul pornirii cu considerarea tensiunii egală cu tensiunea nominală;

S_{scM} - puterea de scurtcircuit pe barele de servicii proprii, valoare rezultată din calculele de scurtcircuit.

Puterea absorbită de motor în timpul pornirii se calculează cu relaţia:

$$S_p = I_{*p} \frac{P_n}{\eta \cos \varphi_n} \qquad (3.32)$$

în care: $I_{*p} = \frac{I_p}{I_n}$ este curentul de pornire în mărimi relative raportate la curentul nominal;

P_n - este puterea nominală a motorului,

η, $\cos \varphi_n$ - este randamentul şi factorul de putere nominal al motorului.

Cu notaţiile de mai sus relaţia (3.31) capătă forma:

$$U_{*p} = \frac{1{,}05}{1 + \frac{S_p}{S_{sc}}} \qquad (3.33)$$

Relaţia (3.33) poate fi folosită şi pentru calculul tensiunii de autopornire prin înlocuirea lui S_p cu S_{ap} - care este puterea de autopornire.

Puterea absorbită de motoare la autopornire (vezi subcapitolul 3.3.9) se calculează cu relaţia:

$$S_{ap} = K_{ap} \sum \frac{P_{ni}}{\eta_i \cos \varphi_i} \qquad (3.34)$$

unde: K_{ap} este coeficientul de autopornire;

$\sum \frac{P_{ni}}{\eta_i \cos \varphi_i}$ - suma puterilor aparente ale motoarelor care participă la autopornire.

Pentru pauze de tensiune de maximum 3 secunde coeficientul de autopornire este egal cu 0,35 ÷0,45.

Conform normelor din România la pornirea celui mai mare motor tensiunea pe bare nu trebuie să scadă sub 0,85 U_n (pentru a nu perturba funcţionarea celorlalte motoare conectate pe bară), iar la autopornire tensiunea nu trebuie să scadă sub $0{,}7U_n$.

Din relaţia (3.33) se vede că: cu cât puterea de scurtcircuit pe barele de servicii proprii este mai mare, cu atât condiţiile de pornire şi autopornire sunt mai favorabile.

3.3.11. NIVELUL PUTERII DE SCURTCIRCUIT PE BARELE DE SERVICII PROPRII

Valoarea puterii de scurtcircuit de pe barele instalaţiilor de servicii proprii influenţează următoarele caracteristici ale instalaţiei; costul; dimensiunile şi siguranţa în funcţionare (prin creşterea pericolului extinderii unei avarii cu creşterea puterii de scurtcircuit).

Costul instalaţiilor este influenţat în principal de două cauze şi anume:

- creşterea costului celulelor prefabricate (folosite în aproape toate cazurile în instalaţiile de servicii proprii) cu puterea de scurtcircuit;

- creşterea costului reţelelor de cabluri, care trebuie dimensionate astfel încât să reziste solicitărilor termice ale curenţilor de scurtcircuit.

Prima cauză este determinantă, deoarece atât costul aparatajului cât şi al celulelor creşte sensibil cu puterea de scurtcircuit.

Creşterea costului reţelei de cabluri pe seama creşterii puterii de scurtcircuit nu este, în general, prea mare, deoarece pe de o parte aceste reţele au o întindere relativ mică, iar pe de altă parte, în special la instalaţiile blocurilor de mare putere, secţiunile cablurilor multor motoare determinate de sarcina curentă în condiţiile de mediu date se verifică şi la solicitarea la scurtcircuit, întrucât timpul de selectare a defectelor pe acestea este foarte scurt. Pentru celelalte motoare, creşterea secţiunii nu poate influenţa prea mult costul.

Creşterea dimensiunilor încăperilor în care se montează instalaţiile este nedorită, în special la termocentralele de putere mare pe cărbune, problema folosirii raţionale a spaţiului este importantă.

Din experienţa din ţară, cât şi din datele din literatura de specialitate se poate deduce că este de dorit ca puterea de scurtcircuit în instalaţiile de 6 kV de servicii proprii să se găsească în jurul valorii de 200 - 250 MVA şi să nu depăşească în nici un caz 400 MVA, valoarea care se adoptă în cazuri bine justificate tehnic şi economic.

După cum s-a văzut în subcapitolul 3.3.10. există o strânsă interdependenţă între puterea de scurtcircuit şi condiţiile în care se face autopornirea.

Limitarea puterii de scurtcircuit la valori acceptabile începe să întâmpine dificultăţi la blocuri de peste 150 MW.

În privinţa stabilităţii dinamice, trebuie subliniat faptul că respectarea condiţiilor de stabilitate dinamică a aparatajului din instalaţiile de distribuţie a serviciilor proprii din centrale este o problemă dificilă şi din cauza aportului important pe care-l aduc motoarele asincrone la curentul de şoc.

Curentul de şoc debitat de motoare este:

$$I_{socM} = K_{socM}\sqrt{2}I_M^{\infty} \qquad (3.35)$$

unde: $I_M^{"}$ - este curentul supratranzitoriu debitat de motoarele asincrone;

K_{socM} - coeficientul de şoc al motoarelor.

Curentul supratranzitoriu debitat de motoarele asincrone este:

$$I_M^{"} = \frac{E_0^{"}}{X_M^{"}}$$

considerând E_0" = 0,9 şi $X_M^{\infty} = \frac{1}{I_p} = \frac{1}{I_{*p}I_n}$

rezultă: $i_{soc} = K_{socM}\sqrt{2}\cdot 0{,}91\cdot I_{*p}I_n$

Pentru motoare asincrone cu puterea de peste 200 kW, $K_{\text{şocM}}$ = 1,6 –1,8. În aceste condiţii, valoarea aportului motoarelor la curentul de şoc devine apreciabilă, mai ales dacă creşte puterea motoarelor racordată pe o secţie. Curentul debitat de motoarele asincrone se amortizează foarte rapid şi din această cauză aportul lor se neglijează la calculul curentului de deconectare a întreruptoarelor şi la verificarea la stabilitate termică a întreruptoarelor şi a cablurilor.

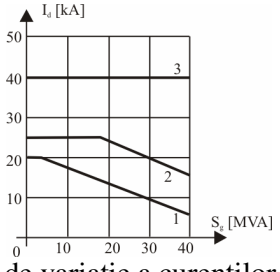


Fig.3.65. Curba de variaţie a curenţilor de scurtcircuit..

1 - întreruptor: I_d=20 kA; i_{din} = 52 kA; 2 - întreruptor: I_d =*25* kA; i_{din}= *76,5* kA; 3 - întreruptor: I_d = 40 kA; i_{din} =150 kA.

În fig. 3.65. s-au trasat curbele de variaţie a curenţilor de scurtcircuit, care pot fi admişi pe

barele de servicii proprii funcție de puterea motoarelor racordate pe bare, pentru câteva tipuri de întreruptoare utilizate la echiparea serviciilor proprii de 6 kV din centrale.

3.3.12. REGLAJUL PRODUCTIVITĂȚII MECANISMELOR SERVICIILOR PROPRII

Toate posibilitățile de reglaj a productivității mecanismelor de servicii proprii se pot împărți în 3 grupe. În prima grupă se includ posibilitățile de reglaj care nu duc la modificarea turației agregatului (motor - mecanism); în grupa a doua mijloacele care utilizează reglajul turației motorului de antrenare. În grupa a treia se utilizează mecanisme ajutătoare care duc la modificarea turației mecanismului, fără să se modifice turația motorului de antrenare.

În prima grupă productivitatea mecanismelor se reglează prin strangulare şi prin folosirea aparatelor directoare pentru aer-gaz montate pe conducte. În acest caz puterea absorbită de motor în funcție de productivitatea agregatului are forma indicată de curbele 1 şi 2, fig. 3.66.

A doua grupă include în ea câteva posibilități de reglarea a turației motoarelor de antrenare.

Schimbarea numărului de poli ai motoarelor asincrone - se obține un reglaj în trepte a turației motoarelor asincrone şi se foloseşte împreună cu reglajul prin strangulare. Curba 3 ilustrează economicitatea unui astfel de reglaj în comparație cu primele 2 sisteme de reglaj. Economicitatea reglajului cu ajutorul unui motor derivație de curent continuu este figurată prin curba 5.

Pentru un reglaj continuu al turației într-o plajă mare se folosesc cuple cu alunecare (cuple hidraulice, cuple electromagnetice). Cu ajutorul acestor cuple se obține reglajul turației mecanismului, cu menținerea constantă a turației motorului de antrenare. Cuplele de alunecare au randamente ridicate şi din această cauză reglajul cu ajutorul lor se face economic (curba 4).

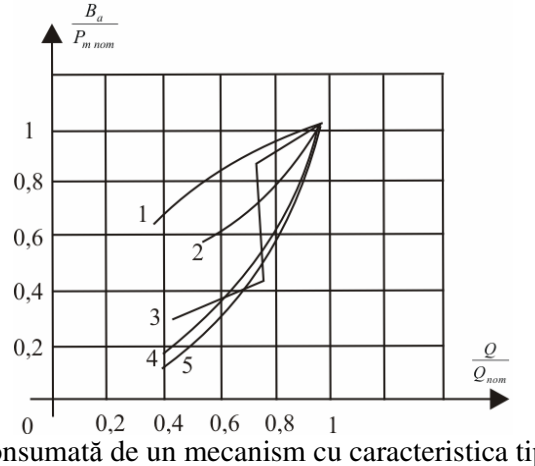


Fig. 3.66. Puterea consumată de un mecanism cu caracteristica tip ventilator în cazul reglajului prin diferite metode.

1 - prin strangulare; 2 - cu aparate directoare; 3 - reglajul turației în trepte şi strangulare; 4 - cupla hidraulica; 5 - cu reostat de şuntare (pentru motoare de c.c.).

4.ELEMENTE DE TEHNOLOGIA CONVERSIEI ENERGETICE ÎN CENTRALELE ELECTRICE

4.1 ENERGII PRIMARE. CATEGORII DE CENTRALE ELECTRICE

Dezvoltarea continua a societății omeneşti implică o creştere permanentă a nevoilor de energie electrică şi termică. Firesc, eforturile au fost permanent îndreptate înspre găsirea şi valorificarea unor surse de energie primară şi a unor tehnologii de conversie adecvate care sa permită acoperirea acestor nevoi.

În fig. 4.1 este prezentată schema lanțului de utilizare a energiei primare de la sursă până la consumatorul final .

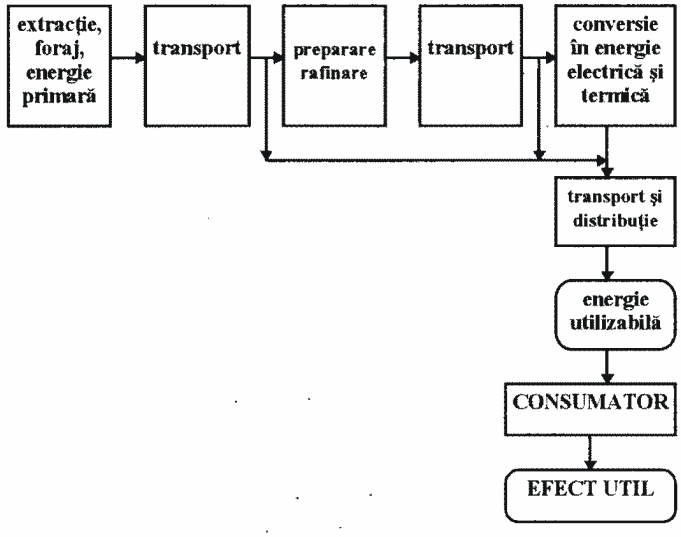


Fig. 4.1 Schema lanțului de utilizare a energiei primare

Elementul cheie în acest lanț este punctul în care are loc conversia energiei primare: centrala electrică.

Centrala electrică reprezintă un ansamblu de instalații în care, pe baza unei tehnologii date, are loc conversia energiei primare într-o formă de energie utilă: electrică şi, eventual, termică.

Proliferarea din punct de vedere comercial al unui tip oarecare de centrală electrică nu este strict doar o consecință a gradului de dezvoltare tehnologică. În acest sens concură mai multe elemente cum ar fi:

- Accesibilitatea la sursele de energie primară;
- Nivelul resurselor de energie primară;
- Prețul energiei primare;
- Restricțiile de mediu;
- Nivelul investiției specifice pentru centrala electrică respectivă.

De foarte multe ori elementele menționate mai sus sunt puternic influențate de factori politici, lucru ce generează schimbări spectaculoase în dezvoltarea uneia sau alteia dintre filierele energetice. Un exemplu edificator este reprezentat de criza petrolului din anii ‘80. Efectul acestei crize, creşterea prețului la hidrocarburi, a produs o emulație deosebită în căutarea unor tehnologii alternative de producere a energiei electrice si termice.

Determinant pentru proliferarea unei anumite categorii de instalaţii pe piaţa energetică mondială este nivelul rezervelor şi resurselor de energie primară. Acestea se pot împărţi în:

Energii primare finite: combustibili fosili (cărbune, petrol, gaze naturale), uraniu, etc. Se găsesc în stocuri limitate. Posibilitatea de acces la aceste stocuri depinde de gradul de cunoaştere geologică şi de condiţiile tehnice şi economice atinse la un moment dat.

Energii primare regenerabile: solară, hidraulică, eoliană, etc.

În tabelul 4.1. este prezentată participarea principalelor surse de energie primară la producţia de energie electrică la nivelul anului 1995, precum şi o prognoză pentru anul 2020 [2]. La nivelul anului 2020 combustibilii fosili vor deţine încă o pondere destul de ridicată (~75% din totalul energiei primare consumate), în timp ce energiilor regenerabile n-o să le revină mai mult de 4%.

După cum se poate observa din tabelul 4.2., diversitatea surselor de energie primară a generat o mare varietate de filiere de conversie. Oricărei categorii de energie primară i se poate aplica schema din fig. 4.l., cu menţiunea că, în funcţie de tipul de energie primară şi de filiera de conversie adoptată, pot lipsi o serie de etape.

Tabelul 4.1

Tipuri de combustibili utilizaţi în centralele electrice

Tip combustibil	Participaţie, %	
	1995	2020
Cărbune	53	53
Gaz natural	15	24
Petrol	15	12
Nuclear	12	7
Alţii	5	4

În tabelul 4.2 sunt prezentate principalele filiere de producere a energiei electrice şi termice în corelaţie cu sursa de energie primară utilizată.

Tabelul 4.2

Filiere de producere a energiei electrice si termice

Denumirea centralei electrice (abrevieri uzuale)	***Sursa de energie primară***	***Energie utilă***	***Observaţii***
Centrala convenţională cu abur (CCA); centrala termoelectrică (CTE); centrala electrică de termoficare (CET)	Energie chimică înglobată în combustibili fosili, combustibili reziduali proveniţi din industrie, etc.	E (CTE), E, T (CET)	Conversia are la bază un ciclu termodinamic cu abur supraîncălzit (Hirn)
Centrala nuclearo-electrică (CNE)	Energia de fisiune înglobată în combustibilii nucleari: uraniu, plutoniu, etc.	E, T	Conversia are la bază un ciclu termodinamic cu abur saturat (Rankine) sau supraîncălzit (Hirn)
Instalaţie de turbine cu gaze (ITG)	Energia chimică înglobată în combustibili fosili din categoria hidrocarburilor	E, T	Conversia are la bază un ciclu termodinamic de tip Brayton (Joule)

Ciclul combinat gaze-abur (CCGA)	Energia chimică înglobată în combustibilii fosili: hidrocarburi, cărbune	E, T	Se realizează suprapunerea între un ciclu Brayton, respectiv Rankine-Hirn
Centrala echipată cu motoare termice (CDE)	Energia chimică înglobată în combustibili fosili din categoria hidrocarburilor	E, T	Conversia are la bază în general un ciclu termodinamic de tip Diesel
Centrala electrică solară (CES)	Energia de radiație a Soarelui	E, T	Conversia are la bază un ciclu termodinamic cu abur saturat (Rankine) sau supraîncălzit (Hirn)
Centrala geotermală	Căldura internă a scoarței terestre	E, T	Conversia are la bază un ciclu termodinamic cu abur saturat (Rankine)
Centrala eoliană	Energia dinamică a mișcărilor de aer	E	
Centrala hidroelectrică (CHE)	Energia potențială a apei	E	Poate fi utilizată energia potențială a cursurilor de apă, a valurilor, mareelor
Instalații fotovoltaice	Energia de radiație a Soarelui	E	Radiația solară este convertită direct în energie electrică
Pile de combustie	Energia chimică a unui proces de oxidare	E	Energia chimică este transformată în energie electrică

Nota: E **-** energie electrică; T **-** energie termică.

4.2 CENTRALE CONVENȚIONALE CU ABUR

4.2.1 ALCĂTUIREA CIRCUITULUI TERMIC

Conversia termodinamică implică existența unui fluid de lucru care sa parcurgă toate etapele aferente ciclului termodinamic utilizat. Fluidul de lucru folosit în cadrul CTE sau CET este H_2O.

Circuitul termic cuprinde totalitatea instalațiilor parcurse de către fluidul de lucru în concordanță cu succesiunea transformărilor aferente ciclului termodinamic utilizat.

În fig. 4.2 este prezentată schema simplificată a circuitului termic pentru o CTE.

Cazanul de abur (C) corespunde sursei calde a ciclului termodinamic. În cazan energia chimică înglobată în combustibil este transformată prin ardere în energie termică. Căldura astfel obținută serveşte la transformarea apei de alimentare a cazanului în abur supraîncălzit.

Aburul produs de cazan se destinde în **turbina (TA)** producând lucru mecanic. Deci, turbina cu abur este o maşină mecanoenergetică motoare care transformă energia termică a aburului în energie mecanică.

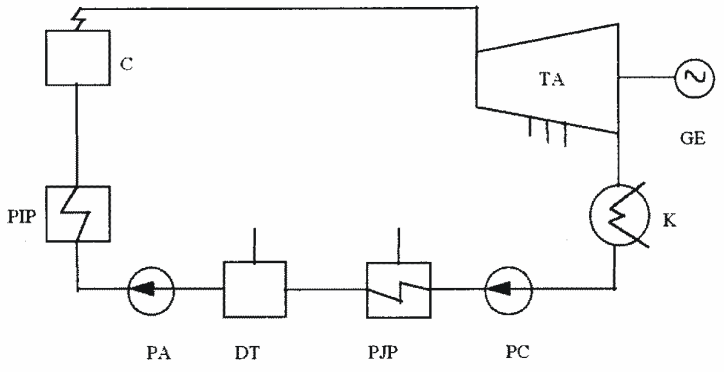


Fig. 4.2 Schema simplificată a circuitului termic pentru o CTE
C - cazan de abur; TA - turbina cu abur; GE - generator electric; K – condensator; PC - pompă de condensat; PJP - preîncălzitor de joasa presiune; DT – degazor termic; PA - pompă de alimentare; PIP: preîncălzitor de înaltă presiune.

Energia mecanică produsă în turbina cu abur este utilizată pentru antrenarea **generatorului electric (GE)**. În acest punct are loc conversia energiei mecanice în energie electrică.

Aburul evacuat din turbină intră în **condensator** (K) care reprezintă sursa rece a ciclului termodinamic. În condensator agentul de lucru trece din faza gazoasă (abur) în faza lichidă (apă). Pentru a asigura sursa rece a ciclului se utilizează un agent de răcire exterior: apa sau (mai rar) aer.

Apa rezultată prin condensare (condensat principal) este preluată de o pompă de condensat (PC) fiind trimisă spre cazanul de abur. Înainte de a intra în cazan apa trece printr-o serie de schimbătoare de căldură, efectul fiind o creştere de temperatură. Creşterea temperaturii se realizează pe baza unei cote de abur extrase din turbină. Aburul se condensează în interiorul schimbătoarelor transferând căldura lui către apă.

Practic, fluxul termic corespunzător acestei preîncălziri parcurge un circuit închis în interiorul conturului de bilanț al circuitului termic. Din acest motiv procesul descris mai sus, prin care este ridicată temperatura apei de alimentare a cazanului, poartă numele de **preîncălzire regenerativă**, iar schimbătoarele de căldură sunt **preîncălzitoare regenerative**.

Preîncălzitoarele regenerative sunt de două categorii:

• *De suprafață:* apa circulă prin interiorul unor țevi, iar aburul pe la exteriorul acestora.

• *De amestec:* între cei doi agenți termici (apă, respectiv abur) nu există o suprafață de schimb de căldură, ei intrând în amestec. Prin amestec apa este adusă la starea de saturație realizându-se în acelaşi timp o eliminare a gazelor dizolvate în ea (oxigen, bioxid de carbon). Aceasta degazare termică este necesară deoarece gazele dizolvate pot conduce la fenomene de coroziune a suprafețelor de schimb de căldură din cazan. În acest sens, preîncălzitoarele de amestec sunt întâlnite sub denumirea de **degazoare termice (DT).**

Etapa de compresie aferentă ciclului termic este asigurată prin intermediul unei **pompe de alimentare (PA).** În mod obişnuit acest echipament este plasat în mijlocul lanțului de preîncălzitoare regenerative, după degazorul termic. Prin poziția ei, pompa de alimentare împarte circuitul de preîncălzire în **preîncălzitoare de joasa presiune (PJP)** plasate în amonte, respectiv de **înaltă presiune (PIP),** plasate în aval de pompă.

4.2.2. BILANȚUL ENERGETIC AL CCA. RANDAMENTE

Sintetizând cele prezentate în paragraful anterior, în figura 4.2 este dat schematic lanțul transformărilor ce au loc în cadrul circuitului termic aferent unei CTE [1-9].

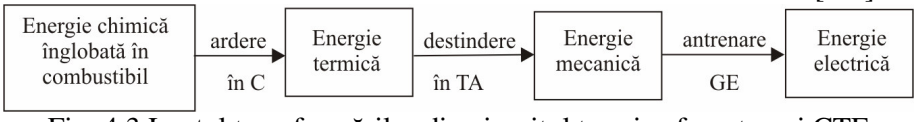


Fig. 4.3 Lanțul transformărilor din circuitul termic aferent unei CTE

Transformările menționate mai sus nu pot fi ideale. În afară de cantitatea de căldura cedată la sursa rece a ciclului termic (condensator) există categorii de pierderi energetice care conduc la diminuarea efectului util, producția de energie electrică. În figura 4.4 este prezentat sub forma unei diagrame de tip Sankey, bilanțul energetic, iar în tabelul 4.3 sunt explicitate principalele categorii de pierderi şi randamentele aferente.

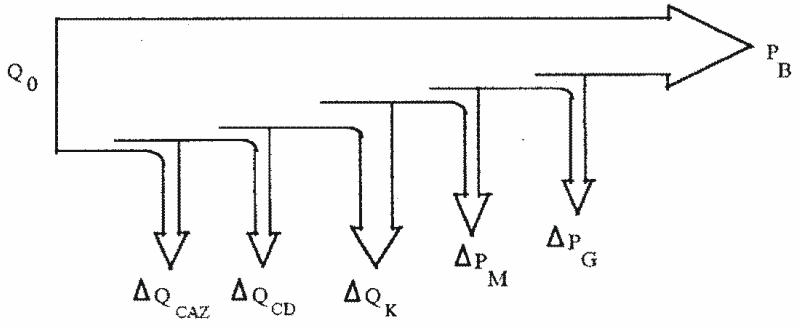


Fig. 4.4 Bilanțul energetic pentru circuitul termic aferent unei CTE

Q_o- putere termică intrată cu combustibilul; P_B - putere electrică la bornele generatorului

Randamentul de producere a energiei electrice este dat de produsul randamentelor:

$$\eta_B = \eta_{CAZ}\eta_{CD}\eta_{TM}\eta_G \qquad (4.1)$$

iar puterea electrică la bornele generatorului va fi:

$$P_B = Q_0\eta_B \qquad (4.2)$$

Puterea electrică livrată către consumator este inferioară valorii obținute cu ajutorul relației 4.2. Acest fapt se datorează, pe de-o parte, consumurilor interne ale CTE (exemplu motoare de antrenare a pompelor, ventilatoarelor, etc.), iar pe de altă parte pierderilor ce apar în sistemul interior de transport a energiei electrice (exemplu în transformatoare). Puterea livrată către consumator, denumită **putere electrică netă,** va fi în acest caz:

$$P_{NET} = Q_0\eta_{NET} \qquad (4.3)$$

unde se defineşte **randamentul net** de producere a energiei electrice:

$$\eta_{NET} = \eta_B(1 - \varepsilon_{SP}) \qquad (4.4)$$

ε_{SP} reprezintă cota de servicii proprii electrice a centralei. Ea are în general valori cuprinse în intervalul 0,05 - 0,15. Valoarea lui ε_{SP} depinde de tipul combustibilului (mai mare în cazul cărbunilor) şi de puterea instalată.

Randamentului dat de expresia 4.1. este inferior celui mai mic dintre randamentele componente. Din tabelul 4.3. se poate observa că cele mai mici valori pot fi întâlnite în cazul randamentului termic al ciclului: η_T. Deci, principalele măsuri de creştere a eficienței globale de conversie a energiei primare în energie electrică trebuiesc îndreptate în sensul majorării randamentului termic al ciclului termodinamic utilizat (Hirn).

Tabelul 4.3

Categorii de pierderi şi randamentele aferente

Categoria de pierdere	***Notaţie (vezi figura 4.4.)***	***Randament aferent***	***Ordin de mărime uzual pentru randament***
Pierderi în cazanul de aburi datorită: arderii incomplete din punct de vedere chimic şi mecanic, pierderilor de căldură prin evacuarea din exterior a produselor de combustie (gaze de ardere, zgură), pierderi de căldură prin radiaţie şi convecţie în mediul ambiant	ΔQ_{CAZ}	η_{CAZ}	0,85 - 0,92 (în funcţie de tipul combustibilului şi dimensiunea cazanului)
Pierderi în conductele de legătură ale circuitului termic	ΔQ_{CD}	η_{CD}	0,97 – 0,99
Pierdere de căldură cedată la condensator	ΔQ_K	η_T (randament termic)	0,35 – 0,49
Pierderi de putere datorate frecărilor din lagărele turbinei cu abur	ΔP_M	η_M	0,99 – 0,996 (crescător odată cu puterea)
Pierderile de putere în generatorul electric. Ţine seama de pierderile mecanice ale acestuia şi de cele electrice din înfăşurările statorice şi rotorice	ΔP_G	η_G	0,975 – 0,99 (crescător odată cu puterea)

4.2.3. SOLUŢII DE CREŞTERE ALE PERFORMANŢELOR CCA

Expresia randamentului termic pentru un ciclu termodinamic este:

$$\eta_T = 1 - \frac{Q_2}{Q_1} \qquad (4.5)$$

unde Q_1, Q_2 reprezintă căldura primită la sursa caldă, respectiv cedată la sursa rece a ciclului.

Deci, pentru a îmbunătăţi randamentul termic, şi implicit randamentul global de utilizare a energiei primare, sunt necesare măsuri în sensul creşterii lui Q_1, respectiv micşorării lui Q_2**.** În tabelul 4.4. sunt prezentate în acest sens principalele metode posibile.

Tabelul 4.4

Principalele metode posibile de creştere a randamentului termic

Metode ce acţionează asupra sursei calde	- creşterea presiunii iniţiale - creşterea temperaturii iniţiale - introducerea supraîncălzirii intermediare
Metode ce acţionează asupra sursei reci	- scăderea temperaturii (presiunii) de condensaţie - preîncălzirea regenerativă a apei de alimentare - termoficarea

Creşterea parametrilor iniţiali: presiune, temperatură

Parametrii iniţiali ai ciclului corespund punctului de ieşire din cazan (intrare în turbina cu abur). Creşterea presiunii şi temperaturii iniţiale conduce în mod nemijlocit la creşterea randamentului termic al ciclului Hirn. Pentru o creştere simultană a presiunii şi a temperaturii cu 40 bar, respectiv 30^0C, se menţionează o mărire a randamentului termic cu 5 puncte procentuale [3].

Această metodă de creştere a randamentului este grevată însă de o serie de restricţii de ordin tehnologic:

- Principala restricţie în calea creşterii presiunii şi temperaturii iniţiale este dată de rezistenţa mecanică a componentelor circuitului termic (îndeosebi a celor aparţinând cazanului de abur). În cazul utilizării unor oţeluri feritice, limitele maxime uzuale sunt de 200 bar, respectiv 570^0C. Introducerea unor oţeluri puternic aliate, de tip feritic/martensitic sau austenitic, permite însă realizarea unor unităţi energetice cu parametri supracritici. În acest caz presiunea iniţială va putea trece de 300 bar, iar temperatura iniţială poate atinge 600^0C.
- Creşterea presiunii iniţiale are ca efect o creştere a umidităţii aburului în zona finală a turbinei. Prezenţa în număr mare a picăturilor de apă în aburul ce se destinde cu mare viteză (>200m/s) conduce la un fenomen de eroziune pronunţată şi de distrugere a paletelor rotorice din zona finală a turbinei. Creşterea temperaturii iniţiale are un efect contrar asupra umidităţii la eşaparea din turbina cu abur. În consecinţă, creşterea presiunii iniţiale trebuie acompaniată în mod necesar de o creştere a temperaturii iniţiale**.** Pentru un ciclu simplu de tip Hirn (vezi figura 4.2.), având temperatura iniţială de 570^0C, valoarea presiunii iniţiale este limitată superior la 140 bar.

Creşterea parametrilor iniţiali implică eforturi investiţionale sporite. Deci, această metodă de creştere a randamentului este justificată îndeosebi atunci când:

- Puterea unitară a grupului este ridicată.
- Durata anuală de utilizare a puterii instalate este mare.
- Combustibilul utilizat este scump.

Supraîncălzirea intermediară

Supraîncălzirea intermediară (SII) este o metoda de creştere a randamentului termic ce acţionează asupra sursei calde a ciclului termodinamic. Metoda presupune ca destinderea aburului în turbină să fie întreruptă, iar acesta să fie trimis înapoi la cazan. Aici el este din nou supraîncălzit până la o temperatură comparabilă cu cea iniţială şi apoi se destinde în continuare în turbina cu abur. În fig. 4.5 este prezentată schema simplificată pentru un grup energetic cu supraîncălzire intermediară.

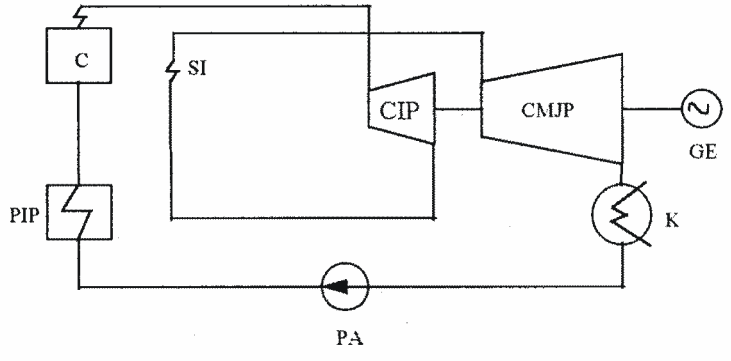


Fig. 4.5**.** Schema simplificată pentru un grup energetic cu supraîncălzire intermediară
C **-** cazan; SII **-** supraîncălzitor intermediar; CIP - corp de înalta presiune; CMJP **-** corp de medie şi joasa presiune; GE **-** generator electric; K - condensator; PA **-** pompă de alimentare

Efectul SII este o creştere substanţială a cantităţii de căldură primită la sursa caldă a ciclului. În acest mod se poate obţine o creştere a randamentului termic cu aproximativ 5 puncte procentuale.

În acelaşi timp, introducerea SII conduce la scăderea umidităţii în partea finală a turbinei cu abur. Deci, SII permite creşterea în continuare a presiunii iniţiale peste valoarea de 140 bar menţionată anterior. În cazul ciclurilor supracritice se pot utiliza chiar două supraîncălziri intermediare.

SII presupune o complicare a circuitului termic şi a cazanului de abur cu efecte directe asupra investiţiei iniţiale. În consecinţa SII este justificată doar pentru grupuri de mare putere (>100 MW) cu o durată anuală de utilizare a puterii instalate suficient de ridicată.

Scăderea temperaturii (presiunii) de condensaţie

Scăderea temperaturii (presiunii) de condensaţie reprezintă metoda ce acţionează asupra cantităţii de căldura evacuată la sursa rece a ciclului. Cu cât temperatura aburului la condensator este mai scăzută, cu atât Q_2 este mai mică şi, conform relaţiei 4.2, randamentul termic creşte. Se menţionează faptul ca efectul produs de o scădere a temperaturii de condensaţie cu 1^0C poate echivala cu cel corespunzător creşterii cu 10-15^0C a temperaturii iniţiale a ciclului. Deci aceasta metodă de creştere a randamentului termic este foarte eficace.

O temperatură scăzută de condensaţie este condiţionata de existenta unor fluide de răcire având un debit şi un nivel termic corespunzător. În cazul ciclurilor cu abur agentul optim de răcire s-a dovedit a fi apa. Valoarea limită până la care poate fi coborâtă temperatura de condensaţie este cea corespunzătoare agentului de răcire (foarte apropiată de cea a mediului ambiant). Pentru temperaturi inferioare valorii de *3*73 K va rezulta şi o scădere a presiunii de condensaţie sub 1 bar. Deci, partea finală a turbinei cu abur lucrează sub vid.

Exista o serie de elemente care limitează însă obţinerea unor presiuni de condensaţie foarte scăzute:

• Considerente legate de amplasamentul centralei pot diminua accesul la o sursă de apă de răcire naturală suficient de puternică (râu, lac, mare, etc.). Soluţia în acest caz este apelarea la o soluţie în care apa de răcire a condensatorului este vehiculată în circuit închis, trecând printr-un schimbător de căldură aer-apă (turn de răcire) unde cedează în atmosferă căldura extrasă din ciclul termodinamic. În fig. 4.6. sunt reprezentate schematic sistemele de răcire posibile pentru o CTE . Din punct de vedere termodinamic cel mai bun sistem de răcire este cel în circuit deschis.

• Apar reglementări din ce în ce mai severe în scopul evitării poluării termice a surselor naturale de apă. Chiar în condiţiile în care în imediata apropiere a centralei există o sursa de apă corespunzătoare, aceste reglementari impun evitarea răcirii în circuit deschis şi trecerea la un circuit mixt şi chiar închis. Toate aceste măsuri aduc severe penalităţi termodinamice.

• Pentru unităţile care utilizează un circuit de răcire deschis, este necesar ca în anotimpul rece temperatura apei de răcire la intrarea în condensator să fie limitată inferior. Se evită în felul acesta scăderea exagerată a presiunii de condensaţie şi deplasarea punctului final al destinderii într-o zonă de umiditate ridicată. Conform celor afirmate în paragrafele anterioare, în această zonă apar efecte nedorite în ceea ce priveşte procesul de eroziune la ultimele şiruri de palete ale turbinei.

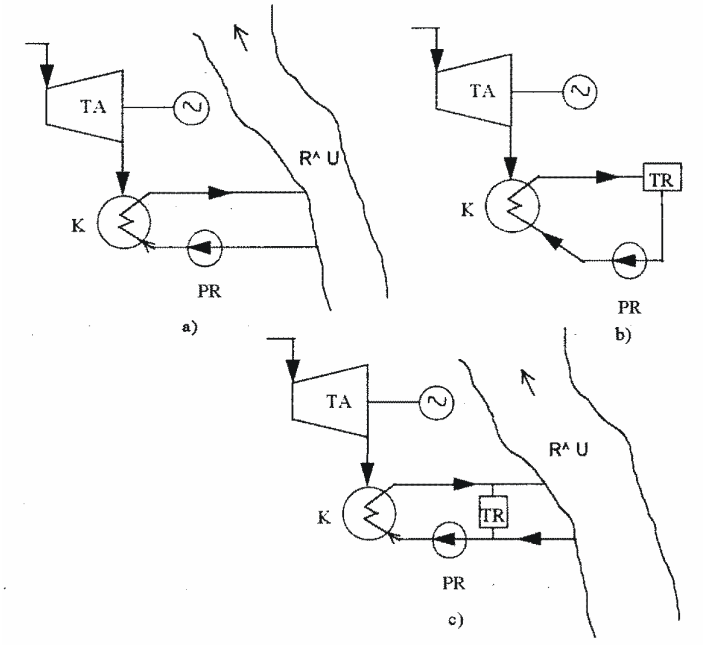


Fig. 4.6. Sisteme de răcire ale unei CTE

a - În circuit deschis: întregul necesar de apă de răcire provine de la o sursă naturală (exemplu râu)

b - În circuit închis: tot debitul de apă de răcire evoluează în circuit închis trecând printr-un turn de răcire

c - În circuit mixt: o cotă de apă de răcire trece prin TR, restul provenind de la o sursă naturală

TA - turbina cu abur; K - condensator; TR - turn de răcire; PR - pompa de răcire

Preîncălzirea regenerativă

Preîncălzirea regenerativă a apei de alimentare a cazanului constituie una din principalele metode de creştere a randamentului termic. Ea poate aduce o creştere a acestuia cu 9 - 12 puncte procentuale.

Principiul preîncălzirii regenerative se bazează pe extracţia din turbină a unei părţi din aburul parţial destins şi folosirea acestuia pentru ridicarea temperaturii apei de alimentare. În capitolul 4.2.1. a fost deja prezentată pe scurt modalitatea practică de realizare a preîncălzirii regenerative.

Extracţiile efectuate la prizele turbinei conduc la scăderea debitului de abur intrat în condensator, deci la scăderea cantităţii de căldură (Q_2) evacuată la sursa rece a ciclului. În consecinţă randamentul termic al ciclului va creşte.

Randamentul termic al ciclului este cu atât mai mare cu cât numărul de prize ale turbinei, respectiv de preîncălzitoare regenerative este mai mare. Totuşi, sporul de randament adus prin introducerea unui preîncălzitor suplimentar scade pe măsură ce numărul acestora creşte, după cum se poate observa din fig. 4.7.

Problema stabilirii numărului de preîncălzitoare se rezolvă printr-un calcul tehnico-economic care analizează, pe de-o parte, economia de combustibil rezultată din sporul de randament ce apare prin trecerea de la N la N+1 preîncălzitoare, iar pe de altă parte surplusul de investiţii şi cheltuieli anuale legate de complicarea schemei termice. Utilizarea unui număr mare de preîncălzitoare regenerative este justificată în CTE care lucrează la baza curbei de sarcină, deci cu o durată anuală de utilizare a puterii instalate suficient de mare. În felul acesta se pot amortiza în timp util investiţiile suplimentare.

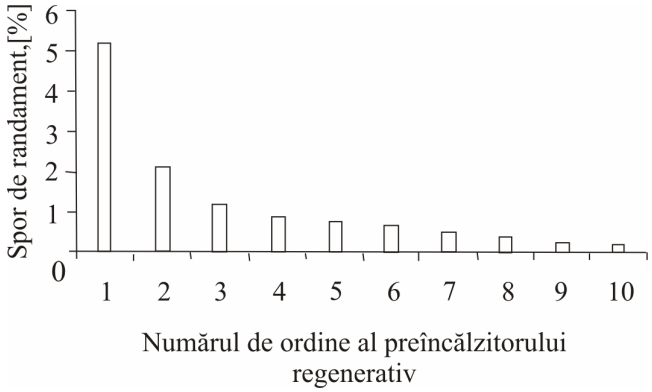


Fig. 4.7. Sporul de randament adus de introducerea unui preîncălzitor regenerativ suplimentar

Pentru o CTE care la lucrează în regim de bază numărul optim de preîncălzitoare este de 7... 8, iar pentru una de vârf 4...6.

Termoficarea

Termoficarea reprezintă producerea simultană de energie electrică şi termică. Principiul constă în faptul că aburul, după ce s-a destins în turbină, nu mai intră în condensator, ci este trimis către un consumator extern pentru a acoperi necesarul de energie termică al acestuia. Căldura corespunzătoare acestui flux de abur este considerată efect util, în timp ce pierderile la condensator devin nule (Q_2 =0). Conform relației 4.5. randamentul termic pentru un astfel de ciclu devine egal cu unitatea:

$$\eta_T = 1 \qquad (4.6)$$

În fig. 4.8a este prezentată schema termică simplificată corespunzătoare unui astfel de grup energetic de termoficare, care utilizează o turbină cu abur cu contrapresiune. La o astfel de turbină presiunea de eşapare este sensibil mai ridicată decât în cazul unităților energetice de condensație, ea depinzând de nivelul termic cerut de consumator:

- 0.7...2,5 bar pentru consumatori urbani (încălzire, preparare de apă caldă sanitară etc.);
- 1 . . .40 bar pentru consumatori industriali.

O caracteristică a acestui tip de schemă este dependența totală între nivelul producției de energie electrică, respectiv termică. Va exista producție de energie electrică doar atâta timp cât există şi cerere de energie termică. Pentru a înlătura acest dezavantaj în fig. 4.8b este propusă o schemă în care este utilizată o turbină cu abur cu condensație şi priză reglabilă. Se disting în acest caz două fluxuri de abur:

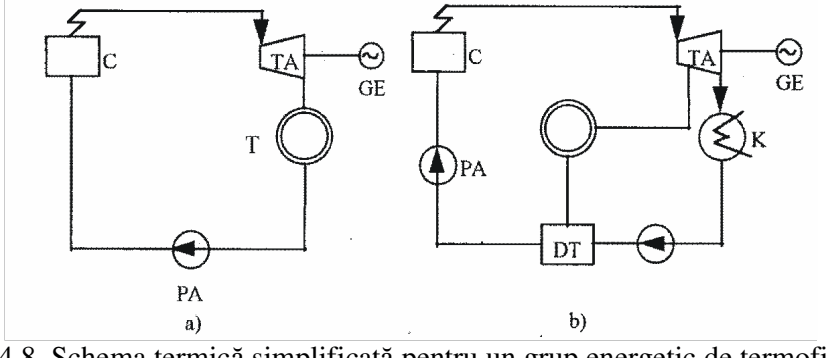


Fig. 4.8. Schema termică simplificată pentru un grup energetic de termoficare
a - Cu turbină cu contrapresiune; b - Cu turbină cu priză reglabilă şi condensație
C **-** cazan de abur; TA - turbina cu abur; GE - generator electric; CT - consumator termic;
K **-** condensator; PA - pompa de alimentare; DT — degazor termic

• Un flux de abur care, după ce s-a destins în turbină, este extras prin intermediul unei prize şi trimis către consumatorul termic. Priza poate permite reglarea presiunii aburului în funcţie de nevoile consumatorului.

• Un flux de abur care se destinde prin toată turbina până la condensator.

În această variantă, chiar dacă nu există o cerere de energie termică, va fi posibilă producerea de energie electrică pe baza aburului ce se destinde până la condensator.

Centralele termoelectrice echipate cu grupuri de termoficare sunt în mod uzual denumite **Centrale Electrice de Termoficare (CET).**

4.2.4. NIVELUL DE PERFORMANȚE AL CCA

Centralele convenționale cu abur reprezintă o filieră energetică ce a dominat cu autoritate în decursul secolului XX sectorul de producere a energiei electrice şi termice. CCA acoperă un domeniu extrem de larg de puteri, de la unități de condensație pură (CTE) până la cele cu producere combinată a energiei electrice şi termice (CET). În tabelul 4.5 este prezentată evoluția istorică a parametrilor funcționali şi a performanțelor CCA .

Tabel 4.5.
Evoluția caracteristicilor CCA

An	*1919*	*1938*	*1950*	*1959*	*1959 (*)*	*1965 (*)*	*1972 (*)*	*1973*	*1975 (*)*	*1997 (*)*
Putere, [MW]	*20*	*30*	*60*	*200*	*450*	*375*	*800*	*660*	*1300*	*400*
Presiunea inițială, [bar]	*14*	*41*	*62*	*162*	*241*	*241*	*241*	*159*	*241*	*305*
Temperatura inițială, [^{0}C]	*316*	*454*	*482*	*566*	*566*	*593*	*538*	*565*	*538*	*582*
Temperatura de supraîncălzire intermediară [^{0}C]	*-*	*-*	*-*	*538*	*566*	*566*	*552*	*565*	*538*	*580*
Temperatura de supraîncălzire intermediară II [^{0}C]	*-*	*-*	*-*	*-*	*566*	*-*	*566*	*-*	*538*	*580*
Număr de supraîncălzitoare regenerative	*2*	*3*	*4*	*6*	*9*	*8*	*7*	*8*	*8*	*8*
Randament net, [%]	*17*	*27,6*	*30,5*	*37,5*	*40*	*40*	*40*	*39,5*	*40*	*47*

(*)Ciclu cu parametrii supracritici

4.3. INSTALAȚII DE TURBINE CU GAZE

4.3.1. PREZENTAREA INSTALAȚIEI

Instalația de turbină cu gaze (ITG) este o maşină termică motoare care realizează conversia energiei chimice înglobate în combustibil în energie mecanică. Fluidul de lucru utilizat în cadrul ITG este un gaz: aer, bioxid de carbon, heliu, etc. Pentru a funcționa, instalațiile moderne de turbine cu gaze utilizează un ciclu termodinamic de tip Brayton (Joule).

În fig. 4.9. este prezentată schema de principiu pentru ITG, întâlnită în mod curent în

cadrul centralelor electrice. Agentul de lucru utilizat în cadrul acestei scheme este aerul atmosferic.

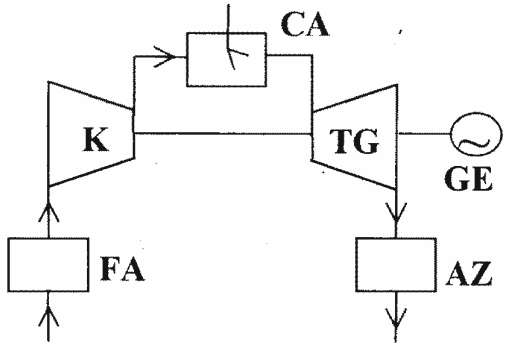


Fig. 4.9. Schema de principiu pentru o instalație de turbină cu gaze
FA - filtru de aer; K - compresor; CA - camera de ardere; TG - turbina cu gaze;
AZ - amortizor de zgomot: GE - generator electric

Aerul este aspirat de către compresor prin intermediul **filtrului de aer (FA).** Acesta are rolul de a opri eventualele impurități mecanice ce ar conduce la erodarea şi distrugerea treptată a paletajului compresorului.

Compresorul (K) ridică presiunea aerului până la nivelul corespunzător intrării în **camera de ardere (CA).** În acest punct aerul se amestecă cu combustibilul şi are loc procesul de ardere.

Gazele de ardere evacuate din camera de ardere se destind în continuare în turbina cu gaze (TG), producând lucru mecanic. O parte din lucru mecanic este utilizat pentru antrenarea compresorului (compresorul şi turbina cu gaze sunt plasate pe aceeaşi linie de arbori), iar restul serveşte la antrenarea **generatorului electric (GE).**

La eşaparea din turbina cu gaze este prevăzut un amortizor de zgomot (AZ). Rolul acestuia este de a limita nivelul de zgomot (provocat de evacuarea gazelor de ardere) în cadrul unor limite acceptabile. În continuare gazele de ardere sunt evacuate în atmosferă.

Din punct de vedere termodinamic, pentru schema prezentată în figura 4.9. se remarcă următoarele elemente:

• Sursa caldă a ciclului termodinamic corespunde camerei de ardere. În acest punct agentul de lucru (aerul atmosferic) intră în contact direct cu combustibilul participând la procesul de ardere.

• La sursa rece circuitul se închide prin intermediul atmosferei. În mod convențional o astfel de instalație este considerata că lucrează în circuit deschis.

O ITG în circuit deschis utilizează în mod exclusiv ca agent termic aerul atmosferic. Deşi au proprietăți termodinamice mai bune, bioxidul de carbon şi heliul nu pot fi folosite în astfel de instalații. Faptul că agentul de lucru este evacuat în atmosferă ar implica existența unei surse de CO_2 sau He care să alimenteze în permanență compresorul, element ce ar conduce la creşterea costurilor de producere a energiei electrice peste limitele acceptabile.

Utilizarea celor două gaze menționate mai sus se pretează pentru acele ITG care lucrează în circuit închis (vezi figura 4.10). În acest caz sursa rece a ciclului este asigurată de un schimbător de căldură de suprafață în care agentul de lucru este răcit de un fluid exterior. De asemeni la sursa caldă există un schimbător de căldură de suprafață, iar agentul de lucru nu mai intră în contact direct cu produsele de ardere. O astfel de schemă este folosită izolat, doar în cadrul unor filiere de centrale nuclearo-electrice.

În cele ce urmează vor fi abordate doar ITG în circuit deschis.

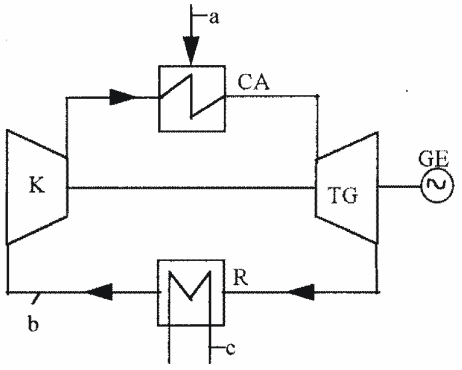


Fig. 4.10. Schema de principiu pentru o ITG în circuit închis
a - combustibil; b - agent de lucru ($C0_2$, He): c - fluid de răcire (apa)
K - compresor; CA - camera de ardere; TG - turbina cu gaze; GE – generator electric;
R - răcitor

4.3.2. BILANȚUL ENERGETIC AL ITG. RANDAMENTE

În fig. 4.l1. este prezentat sub forma unei diagrame de tip Sankey bilanțul energetic pentru o ITG în circuit deschis, iar în tabelul 4.6. sunt explicitate principalele categorii de pierderi şi randamentele aferente.

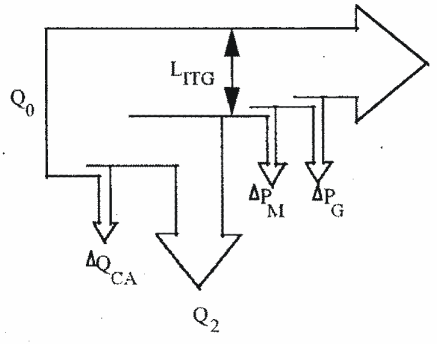


Fig. 4.11. Bilanţul energetic aferent unei ITG în circuit deschis

În fig. 4.11. s-au utilizat următoarele notații:

Q_o - puterea termică corespunzătoare combustibilului;
ΔQ_{ca} - pierderi de căldura în camera de ardere;
Q_2 - pierderi de căldură la sursa rece a ciclului termodinamic;
L_{ITG} - lucrul mecanic util produs în cadrul ciclului termodinamic;
ΔP_M - pierderi mecanice ale ITG;
ΔP_G - pierderi în generatorul electric.

Ca şi în cazul CCA, s-a neglijat puterea termică intrată în conturul de bilanț odată cu aerul atmosferic.

Randamentul de producere a energiei electrice este dat de produsul randamentelor de mai sus:

$$\eta_B = \eta_{CA}\eta_T\eta_M\eta_G \qquad (4.7)$$

iar puterea electrică la bornele generatorului va fi:

$$P_B = Q_0\eta_B \qquad (4.8)$$

Ținând seama de consumul serviciilor proprii electrice se obține **puterea electrică netă:**

$$P_{NET} = Q_0\eta_{NET} \qquad (4.9)$$

unde **randamentul net** de producere a energiei electrice a fost deja definit cu ajutorul relației

4.4. Cota de servicii proprii pentru o ITG este relativ redusă, nedepăşind în general valoarea de 0,05.

Conform datelor din tabelul 4.6, cea mai scăzută valoare din expresia 4.7 corespunde randamentului termic. Deci, pentru a mari randamentul de producere a energiei electrice trebuie acţionat în primul rând asupra η_T.

Tabelul 4.6.

Categorii de pierderi şi randamentele aferente ITG

Categoria de pierdere	Notaţie (vezi figura 4.4.)	Randament aferent	*Ordin de mărime uzual pentru randament*
Pierderi în camera de combustie datorită: arderii incomplete din punct de vedere chimic şi mecanic, pierderilor de căldură prin radiaţie şi convecţie în mediul ambiant	ΔQ_{CA}	η_{CA}	0,99 - 0,998 (în funcţie de tipul combustibilului şi de tipul CA)
Pierderi cu căldura cedată la sursa rece a ciclului (prin evacuarea gazelor de ardere în atmosferă)	Q_2	η_T (randament termic)	0,25 – 0,40
Pierderi de putere datorate frecărilor din lagărele ITG (compresor şi turbina cu gaze)	ΔP_M	η_M	0,99 – 0,996 (crescător odată cu puterea)
Pierderile de putere în generatorul electric. Ţine seama de pierderile mecanice ale acestuia şi de cele electrice din înfăşurările statorice şi rotorice	ΔP_G	η_G	0,975 – 0,99 (crescător odată cu puterea)

4.3.3. POSIBILITĂŢI DE CREŞTERE A RANDAMENTULUI TERMIC AL ITG

Temperatura după camera de ardere

Temperatura gazelor de ardere după camera de ardere reprezintă temperatura maximă atinsă de agentul de lucru în cadrul ciclului termodinamic. Creşterea acesteia va conduce în mod nemijlocit la creşterea atât a randamentului termic, cât şi a puterii unitare. O creştere cu 37^0C poate avea ca rezultat mărirea puterii unitare şi a randamentului termic cu 10-13%, respectiv 2 - 4%.

Există o serie de restricţii şi condiţionări în ceea ce priveşte creşterea temperaturii maxime a ciclului:

• Temperatura după camera de ardere este limitată superior de rezistenţa materialelor din care sunt confecţionate paletele rotorice şi statorice ale turbinei cu gaze. În condiţiile utilizării unor oţeluri puternic aliate şi a unor sisteme performante de răcire interioară a paletajului turbinei cu gaze, la ora actuală valoarea acestei temperaturi nu depăşeşte în mod uzual 1350^0C.

• Pentru a obţine efectul maxim, creşterea temperaturii maxime a ciclului trebuie corelată cu creşterea raportului de compresie al aerului în compresor. În fig. 4.12. este prezentată variaţia randamentului termic în funcţie de raportul de compresie pentru diferite valori ale temperaturii după camera de ardere.

Se poate observa că pentru o temperatură dată există o valoare a raportului de compresie pentru care randamentul termic devine maxim. Această valoare a raportului de compresie creşte odată cu temperatura.

Deci, este indicat ca odată cu creşterea temperaturii după camera de ardere, raportul de compresie să crească la rândul său până la atingerea punctului de maxim. În felul acesta creşterea temperaturii maxime a ciclului are un efect maxim asupra randamentului termic.

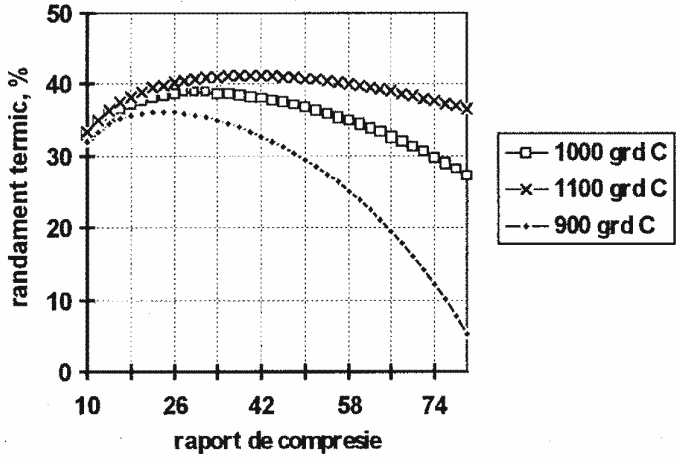


Fig. 4.12. Variaţia randamentului termic în funcţie de raportul de compresie şi de temperatura maximă a ciclului

Recuperarea internă de căldură

În fig. 4.13. este prezentată schematic o instalaţie de turbină cu gaze cu recuperare internă de căldură.

Înainte de a intra în camera de ardere, aerul refulat de compresor este preîncălzit într-un recuperator de căldură (RC) pe seama căldurii conţinută în gazele de ardere eşapate din turbina cu gaze. Deci, se obţine o creştere a temperaturii aerului introdus în CA.

Randamentul termic al ITG poate fi scris şi sub forma:

$$n_T = \frac{L_{TG} - L_K}{Q_1} \qquad (4.10)$$

unde: L_{TG} - reprezintă lucrul mecanic produs în turbina cu gaze;

L_K - lucrul mecanic consumat de compresor;

Q_1 - puterea termică preluată de agentul de lucru la sursa caldă a ciclului, dată de relaţia:

$$Q_1 = Q_0 \eta_{CA} \qquad (4.11)$$

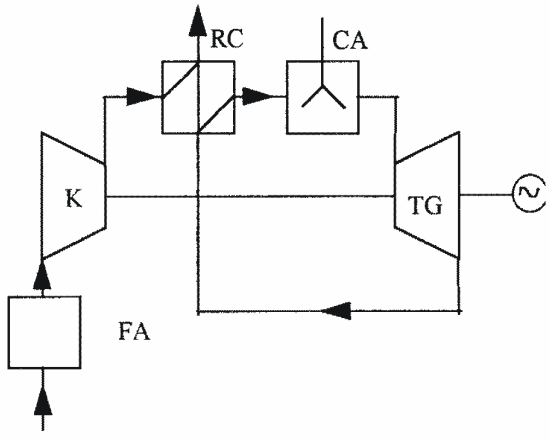


Fig. 4.13. ITG cu recuperare internă de căldură
FA - filtru de aer; CA - camera de ardere;
TG - turbina cu gaze; RC - recuperator de căldură

Introducerea recuperării interne de căldură nu are nici un efect asupra lucrului mecanic produs de turbina cu gaze, respectiv consumat de compresor. În schimb, prin creşterea temperaturii aerului introdus în camera de ardere, în condiţiile unei aceleiaşi temperaturi a gazelor de ardere ieşite din aceasta, scade consumul de combustibil , deci scad valorile lui Q_o, respectiv Q_1. În consecinţă, conform relaţiei 4.10, introducerea recuperării interne de căldura conduce la creşterea randamentului termic al ITG.

Recuperarea externă de căldură

Gazele de ardere eşapate din turbina de gaze se caracterizează printr-un potenţial termic destul de ridicat. În mod uzual temperatura în acest punct al circuitului se situează în intervalul (400 - 600) ^{0}C. În aceste condiţii devine interesantă soluţia de a recupera căldura conţinută în gazele de ardere în scopul alimentării unui consumator termic extern. În fig. 4.14 este prezentată o astfel de schemă.

Gazele de ardere eşapate din turbina cu gaze intră într-un cazan recuperator (CR). Acesta este un schimbător de căldura de suprafaţă în care, pe baza căldurii conţinută în gazele de ardere, se prepară un agent termic (abur, apa fierbinte, apa caldă) ce este ulterior trimis către consumatorul extern.

Cantitatea de căldură transferată între cei doi agenţi în cazanul recuperator este consideratăa un efect util, reducându-se în acest mod pierderile de energie termică la sursa rece a ciclului.

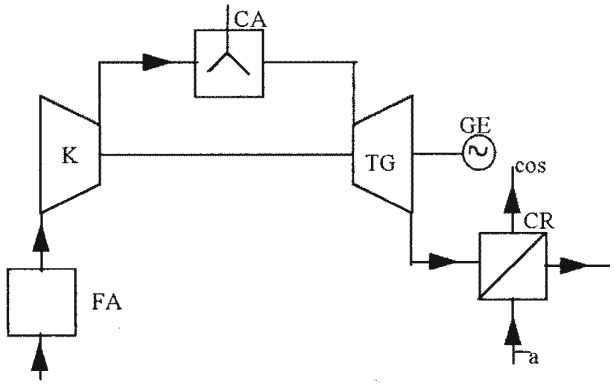


Fig. 4.14. ITG cu recuperare externă de căldură
FA - filtru de aer; K - compresor; CA - camera de ardere; TG - turbina cu gaze;
GE - generator electric; CR - cazan recuperator; a - agent termic

Randamentul termic al ciclului este exprimat în acest caz de relaţia:

$$\eta_T = \frac{L_{TG} - L_K + Q_E}{Q_1} \qquad (4.12)$$

unde Q_E reprezintă puterea termică schimbată în cazanul recuperator în scopul alimentării consumatorului extern.

4.3.4. NIVELUL DE PERFORMANŢE AL ITG

Deşi primul brevet privind realizarea unei instalaţii de turbină cu gaze datează de la sfârşitul secolului XVIII, de abia în ultimii 50 de ani se poate vorbi de o veritabilă dezvoltare a acestei filiere energetice.

Iniţial, instalaţiile de turbine cu gaze erau destinate strict doar acoperirii vârfului curbei de sarcină. ITG era recomandată pentru acest mod de funcţionare îndeosebi prin timpii foarte scurţi necesari pornirii instalaţiei (aproximativ 30 min faţă de 8 - 12 h în cazul CCA).

De asemeni, nivelul randamentelor (<25 %) nu favoriza utilizarea ITG în regim de funcţionare continuă, la baza curbei de sarcină.

Progresele înregistrate îndeosebi în domeniul tehnologiei materialelor au permis ulterior creşterea nivelului de temperatură la ieşirea din camera de ardere şi implicit a randamentelor de funcţionare. În acest mod ITG devine o soluţie tentantă de acoperire a curbei de sarcină în zona de semibază şi chiar bază.

În tabelul 4.7. sunt prezentate performanţele pentru o serie de ITG din ultima generaţie . După cum se poate observa din tabelul de mai sus, performanţele ITG au devenit comparabile cu cele ale CCA.

Un element ce a limitat răspândirea ITG este necesitatea de a utiliza un combustibil „curat" din punct de vedere al conţinutului de cenuşă. Agentul de lucru intră în contact direct cu produsele de ardere. În aceste condiţii, prezenţa de cenuşă în gazele de ardere (ce se destind cu mare viteză prin turbină) ar conduce la fenomene de accentuată eroziune şi deteriorare a paletajului acesteia. Deci, în camera de ardere a ITG se poate introduce doar gaz natural sau păcură uşoară, utilizarea directă a cărbunelui fiind practic exclusă.

Tabelul 4.7

Performanţe ale ITG din ultima generaţie

Model ITG	GT 26	V 94.3	MS 9001F	LM 6000	Trent
Firma producătoare	ABB	Siemens	EGT	General Electric	Rolls Royce
Putere electrică la borne, [MW]	240	219	212,2	41,4	52,5
Randament electric brut, [%]	37,8	36,1	34,1	39,8	42,4

4.4. CICLURI COMBINATE GAZE-ABUR

4.4.1. CONSIDERAŢII TERMODINAMICE

În tabelul 4.8 sunt prezentate valorile uzuale ale temperaturilor extreme între care lucrează agentul termic în cadrul unei centrale convenţionale cu abur (CCA), respectiv instalaţie de turbină cu gaze (ITG).

Tabelul 4.8

Temperaturi extreme aferente unei CCA, respectiv ITG

Tipul instalaţiei	Temperatura maximă, [^{o}C]	Temperatura minimă, [^{o}C]
ITG	1000 - 1350	400 - 600
CCA	500-570	30-40

Din tabelul de mai sus se poate observa că temperatura minimă aferentă unei ITG este de acelaşi ordin de mărime cu temperatura maximă corespunzătoare unei CCA. Deci, devine interesantă realizarea unui ciclu combinat gaze-abur (CCGA) sub forma unei cascade termodinamice în care treapta superioară de temperatură să fie ocupată de ITG, iar cea inferioară de către CCA. În felul acesta, energia primară introdusă la sursa caldă a ITG poate fi utilizată eficient şi în zona temperaturilor medii şi mici ce caracterizează funcţionarea CCA.

În funcţie de modul de realizare practic, există o mare varietate de combinaţii posibile între un ciclu cu gaze şi unul cu abur. În cele ce urmează vor fi trecute în revistă cele mai importante filiere energetice din această categorie.

4.4.2 Ciclul combinat gaze-abur fără postcombustie

Concepția de realizare

În fig. 4.15 este prezentată schema simplificată pentru un ciclu combinat gaze-abur fără postcombustie.

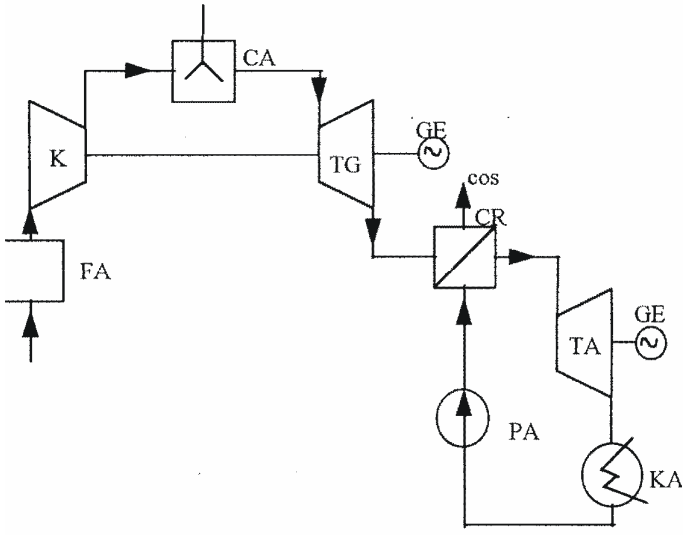


Fig. 4.15**.** Schema de principiu pentru un ciclu combinat gaze-abur fără postcombustie

FA - filtru de aer; K - compresor; CA - camera de ardere; TG - turbina cu gaze; GE - generator electric; CR - cazan de abur recuperator; TA - turbina cu abur; KA - condensator de abur; PA - pompa de alimentare

Conform celor deja prezentate în capitolul 4.3.3, potențialul termic al gazelor de ardere eşapate din TG permite obținerea unei cantități însemnate de abur în cadrul unui cazan recuperator (CR). În cadrul unui ciclu combinat gaze-abur, aceasta cantitate de abur se destinde în continuare într-o turbină, producând lucru mecanic.

Se pot face următoarele observații privind concepția de ansamblu a unui CCGA fără postcombustie:

• Temperatura aburului produs în cazanul recuperator este limitată de valoarea corespunzătoare gazelor de ardere eşapate din turbina cu gaze. În CR nu se efectuează nici un fel de ardere suplimentara (postcombustie) în scopul măririi temperaturii inițiale a ciclului cu abur.

Limitarea temperaturii inițiale a ciclului cu abur conduce în mod automat şi la o limitare a presiunii aburului produs în CR. În caz contrar umiditatea aburului la eşaparea din turbina cu abur ar depăşi limitele admisibile (vezi capitolul 4.2.3). Indiferent de modul în care este concepută schema termică, presiunea inițială pe partea de abur în cadrul unui CCGA fără postcombustie nu depăşeşte în mod uzual 110 - 120 bar.

• Funcționarea ciclului cu abur (Hirn) este strict dependentă de cea a ciclului cu gaze (Brayton), ea putând fi posibilă exclusiv pe seama recuperării de căldură din gazele de ardere eşapate din TG. Deci, în momentul în care ITG nu funcționează, nici turbina cu abur nu poate funcționa. În schimb, ITG poate funcționa independent, în acest caz gazele de ardere fiind evacuate direct în atmosferă, fără a mai trece prin cazanul recuperator.

• După cum s-a afirmat mai sus, ciclul cu abur din cadrul CCGA fără postcombustie este strict recuperativ. Pentru a creşte performanțele de ansamblu, tendința este de a recupera o cantitate cât mai mare de căldura din gazele de ardere eşapate din TG. În acest caz

temperatura apei de alimentare a CR trebuie să fie cât mai mică. În consecință, spre deosebire de CCA, sistemul de preîncălzire regenerativă a apei de alimentare va fi extrem de redus, el putând lipsi chiar cu desăvârşire.

Bilanțul energetic al CCGA fără postcombustie. Performanțe

În fig. 4.16 este prezentat sub forma unei diagrame de tip Sankey bilanțul energetic pentru CCGA fără postcombustie.

Celor doua categorii de pierderi de mai sus le corespund **randamentul de transfer de căldură în CR (η_{CR})**, respectiv **gradul de recuperare al căldurii din gazele de ardere evacuate din TG (β).**

Ținând seama de cele de mai sus, puterea electrică dezvoltată la bornele generatorului TA este dată de relația:

$$P_B^{TA} = Q_2^{ITG}\eta_{CR}\beta\,\eta_T^{TA}\eta_M^{TA}\eta_G^{TA} \qquad (4.13)$$

unde puterea termica evacuata din ITG este:

$$Q_2^{ITG} = Q_0\eta_{CA}\left(1-\eta_T^{ITG}\right) \qquad (4.14)$$

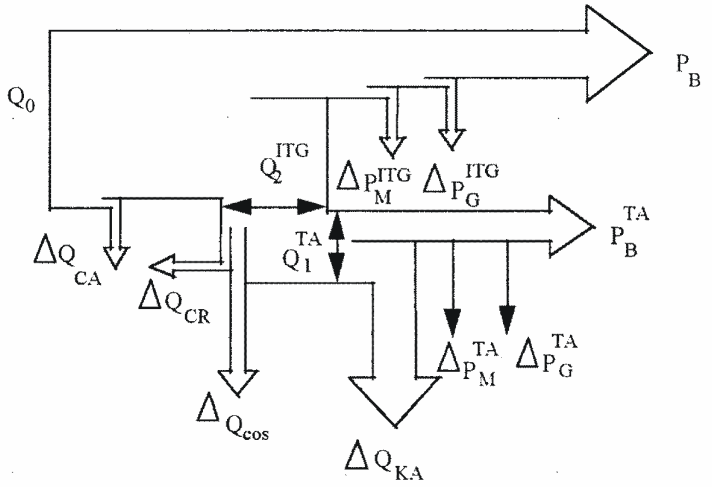


Fig. 4.16. Bilanțul energetic al unui CCGA fără postcombustie

În fig. 4.16 s-au făcut următoarele notații suplimentare:

ΔQ_{CR} - pierderi de căldură ale CR prin convecție şi radiație către mediul ambiant;

ΔQ_{cos} - pierderi de căldură odată cu gazele de ardere evacuate la coşul CR.

Luând în considerație şi P_B^{ITG} (vezi expresiile 4.7 şi 4.8), **puterea electrică brută totală** produsă în cadrul CCGA fără postcombustie este:

$$P_B^{CCGA} = P_B^{ITG} + P_B^{TA} = Q_0\eta_{CA}\left[\eta_T^{ITG}\eta_M^{ITG}\eta_G^{ITG} + \left(1-\eta_T^{ITG}\right)\eta_{CR}\beta\;\eta_T^{TA}\eta_M^{TA\eta_G^{TA}}\right] \quad (4.15),$$

iar **randamentul electric brut** este:

$$\eta_B^{CCGA} = \frac{P_B^{CCGA}}{Q_0} = Q_0\eta_{CA}\left[\eta_T^{ITG}\eta_M^{ITG}\eta_G^{ITG} + \left(1-\eta_T^{ITG}\right)\eta_{CR}\beta\;\eta_T^{TA}\eta_M^{TA\eta_G^{TA}}\right] \qquad (4.16)$$

Un alt indicator important pentru CCGA fără postcombustie este **raportul puterilor electrice brute**, dat de relația:

$$\frac{P_B^{ITG}}{P_B^{ITA}} = \frac{\eta_T^{ITG}\eta_M^{ITG}\eta_G^{ITG}}{\left(1-\eta_T^{ITG}\right)\;\;\eta_{CR}\beta\;\eta_T^{TA}\eta_M^{TA\eta_G^{TA}}} \qquad (4.17)$$

În tabelul 4.6 au fost deja prezentate valorile uzuale pentru o serie de randamente aferente ITG. În tabelul 4.9 sunt date intervalele de valori pentru randamentele

corespunzătoare părţii cu abur a unui CCGA fără postcombustie. Se poate face ipoteza că randamentul mecanic şi cel al generatorului electric sunt de acelaşi ordin de mărime în cazul atât al ITG, cât şi al TA.

Tabelul 4.9

Valori uzuale pentru randamentele aferente părţii cu abur din cadrul unui CCGA fără postcombustie

Categorie de randament		Ordin de mărime
Randamentul de transfer de căldură în cazanul recuperator	η_{CR}	0,98 – 0,99
Gradul de recuperare al căldurii din gazele de ardere	β	0,65 - 0,85
Randamentul termic al ciclului cu abur	η_T^{TA}	0.30 – 0,38

Pot fi remarcate valorile reduse ale randamentului termic al ciclului cu abur în comparaţie cu CCA. Acest lucru se datorează parametrilor iniţiali ai ciclului (presiune, temperatură) mult mai coborâţi, pe de-o parte, şi gradului redus de preîncălzire regenerativă, pe de alta parte.

Ţinând seama de valorile prezentate în tabelele 4.6 şi 4.9, precum şi de relaţiile 4.16 *şi* 4.17, în tabelul 4.10 sunt date valorile uzuale rezultate pentru randamentul electric brut, respectiv raportul puterilor electrice brute, în cazul CCGA fără postcombustie [8,9].

Tabelul 4.10

Valori uzuale pentru indicatorii aferenţi unui CCGA fără postcombustie

Indicator	Ordin de mărime
Randamentul electric brut	0,45 - 0,58
Raportul puterilor electrice brute	1,8 - 2,2

Se fac următoarele observaţii:

• CCGA fără postcombustie reprezintă la ora actuală filiera energetică care atinge cele mai ridicate valori ale randamentului de conversie a energiei primare în energie electrică.

• Valoarea puterii electrice obţinute în cadrul ciclului cu abur este strict dependentă de cea corespunzătoare ITG, reprezentând aproximativ 50% din aceasta. Deci, puterea unitară a CCGA fără postcombustie (ITG + TA) este dictată în primul rând de puterea ITG, nedepăşind la ora actuală 370 MW. Pentru a creşte această valoare este posibilă însă cuplarea mai multor perechi ITG + CR la o singură TA.

4.4.3. Ciclul combinat gaze-abur cu postcombustie

Concepţia de realizare

Excesul de aer în camera de ardere a ITG are valori relativ ridicate: peste 2,5 față de 1,05 – 1,4 în cazul cazanelor de abur din cadrul CCA. Deci, în gazele de ardere evacuate din ITG există o cantitate suficientă de oxigen astfel încât să fie posibilă arderea unei cantități suplimentare de combustibil.

În fig. 4.17 este prezentată o astfel de unitate energetică cunoscută sub denumirea de **ciclu combinat gaze-abur cu postcombustie.**

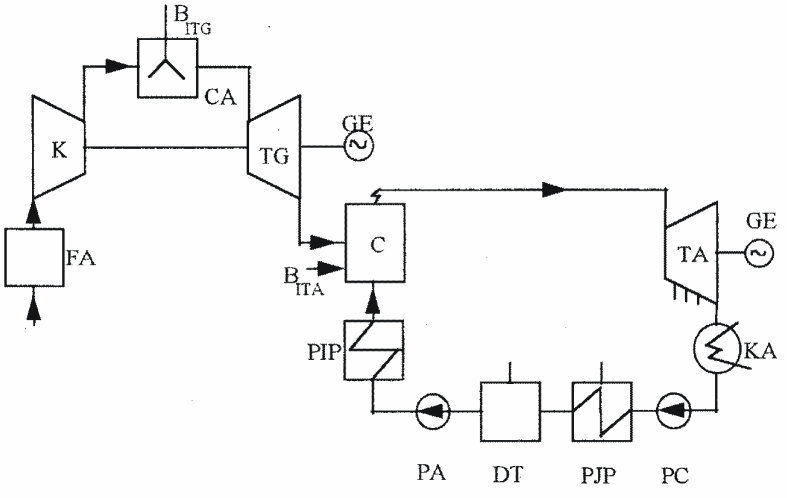


Fig. 4.17. Schema de principiu pentru un ciclu combinat gaze-abur cu postcombustie

FA - filtru de aer: K - compresor; CA - camera de ardere; TG - turbina cu gaze; GE - generator electric; C - cazan de abur; TA - turbina cu abur; KA - condensator de abur; PC - pompa de condensat; PJP - preîncălzitoare regenerative de joasă presiune: DT - degazor termic; PA - pompa de alimentare; PIP - preîncălzitoare regenerative de înaltă presiune; B_{ITG} - debit de combustibil introdus în CA; B_{ITA} - debit de combustibil introdus direct în cazanul de abur.

Se pot face următoarele observații privind concepția de ansamblu a unui CCGA cu postcombustie:

• Prin postcombustie excesul de aer din gazele de ardere este adus la valoarea corespunzătoare cazanelor de abur din cadrul CCA.

• Arderea unei cantități suplimentare de combustibil conduce la creşterea sensibilă a temperaturii gazelor de ardere din interiorul cazanului de abur. Potențialul termic ridicat al gazelor de ardere permite obținerea pe parte de abur a unor parametri inițiali înalți (presiune, temperatură), comparabili cu cei întâlniți în cazul CCA.

• Ciclul cu abur nu mai are un caracter strict recuperativ, existând o cotă de energie primară (B_{ITA}) care este introdusă direct în cazanul de abur. Concepția de realizare a părții de abur este cea corespunzătoare CCA. În consecință, circuitul termic este dotat cu un sistem de preîncălzire regenerativă bine dezvoltat.

• Atât ciclul cu gaze, cât şi cel cu abur pot funcționa independent. În cazul în care ITG nu funcționează, structura cazanului de abur permite totuşi arderea unei cantități de combustibil. În acest caz aerul necesar arderii este asigurat de către un ventilator separat.

• Unul din marele avantaje ale acestui tip de CCGA este faptul că nu există restricții în ceea ce priveşte tipul combustibilului introdus în cazanul de abur. În acest sens, CCGA cu postcombustie reprezintă o modalitate de utilizare eficientă a cărbunelui.

Bilanțul energetic al CCGA cu postcombustie. Performanțe

În fig. 4.18 este prezentat sub forma unei diagrame de tip Sankey bilanțul energetic pentru CCGA cu postcombustie.

Structura cazanului de abur este total diferită față de cea întâlnită în cazul CCGA fără postcombustie, ea fiind asemănătoare cu cea corespunzătoare CCA. Deci, pierderile (ΔQ_{CAZ}) şi randamentul cazanului (η_{CAZ}) sunt definite în conformitate cu cele prezentate în subcapitolul 4.2.2.

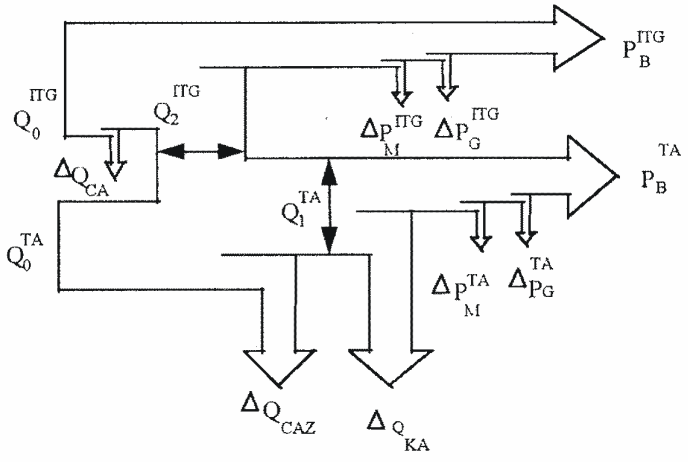


Fig. 4.18. Bilanțul energetic al unui CCGA cu postcombustie

Puterea electrică brută produsă în cadrul parții cu abur a CCGA este**:**

$$P_B^{TA} = (Q_2^{ITG} + Q_0^{TA}) \cdot \eta_{CAZ} \cdot \eta_T^{TA} \cdot \eta_M^{TA} \cdot \eta_G^{TA} \qquad (4.18)$$

unde: Q_0^{TA} - reprezintă puterea termică introdusă odată cu combustibilul direct în cazanul de abur.

Ținând seama de relațiile 4.7.; 4.8 şi 4.14, rezultă puterea electrică totală brută produsă de CCGA cu postcombustie:

$$P_B^{CCGA} = Q_0^{ITG} \cdot \eta_{CA} \cdot \eta_T^{ITG} \cdot \eta_M^{ITG} \cdot \eta_G^{ITG} + \\ + \left[Q_0^{ITG} \cdot \eta_{CA} \cdot \left(1 - \eta_T^{ITG}\right) + Q_0^{TA}\right] \cdot \eta_{CAZ} \cdot \eta_T^{TA} \cdot \eta_M^{TA} \cdot \eta_G^{TA} \qquad (4.19)$$

Randamentul electric brut al CCGA cu postcombustie este:

$$\eta_B^{CCGA} = \frac{P_B^{CCGA}}{Q_0^{ITG} + Q_0^{TA}} = \left(1 - \nu_{PC}\right) \cdot \eta_{CA} \cdot \eta_T^{ITG} \cdot \eta_M^{ITG} \cdot \eta_G^{ITG} + \\ + \left[\left(1 - \nu_{PC}\right) \cdot \eta_{CA} \cdot \left(1 - \eta_T^{ITG}\right) + \nu_{PC}\right] \cdot \eta_{CAZ} \cdot \eta_T^{TA} \cdot \eta_M^{TA} \cdot \eta_G^{TA} \qquad (4.20)$$

unde s-a definit:

$$\nu_{PC} = \frac{Q_0^{TA}}{Q_0^{ITG} + Q_0^{TA}} \qquad (4.21)$$

Raportul puterilor electrice brute produse în ciclul cu gaze, respectiv cu abur, este dat de relația:

$$\frac{P_B^{ITG}}{P_B^{TA}} = \frac{\left(1 - \nu_{PC}\right) \cdot \eta_{CA} \cdot \eta_T^{ITG} \cdot \eta_M^{ITG} \cdot \eta_G^{ITG}}{\left[\left(1 - \nu_{PC}\right) \cdot \eta_{CA} \cdot \left(1 - \eta_T^{ITG}\right) + \nu_{PC}\right] \cdot \eta_{CAZ} \cdot \eta_T^{TA} \cdot \eta_M^{TA} \cdot \eta_G^{TA}} \qquad (4.22)$$

În tabelul 4.11 sunt date valorile uzuale rezultate pentru randamentul electric brut, respectiv raportul puterilor electrice brute, în cazul CCGA cu postcombustie .

Tabelul 4.11.

Valori uzuale pentru indicatorii aferenți unui CCGA cu postcombustie

Indicator	***Ordi***

	n de mări me
Randamentul electric brut	0,40 – 0,48
Raportul puterilor electrice brute	0,15 - 0,30

Se fac următoarele observaţii:

• Energia primară introdusă direct în cazanul de abur (Q_0^{TA}) nu parcurge ambele trepte ale cascadei termodinamice, neputând fi utilizat în mod eficient întregul său potenţial termic. În consecinţă, randamentele vor fi mai scăzute decât în cazul CCGA fără postcombustie.

• Creşterea temperaturii pe parte de gaze de ardere în interiorul cazanului permite sporirea considerabilă a producţiei de abur şi implicit a puterii electrice dezvoltate la bornele TA. Acest fapt generează o valoare scăzută a raportului de puteri în comparaţie cu CCGA fără postcombustie.

• În funcţie de tipul de ITG utilizată puterea unitară a unui CCGA cu postcombustie poate depăşi valoarea de 600 MW .

4.4.4. CICLUL COMBINAT GAZE-ABUR CU ARDEREA CĂRBUNELUI ÎN PAT FLUIDIZAT SUB PRESIUNE

Cărbunele reprezintă aproape 80% din totalul resurselor mondiale de combustibili fosili. Devine deci interesantă dezvoltarea unor tehnologii care să permită utilizarea acestui tip de combustibil în combinaţie cu o instalaţie de turbină cu gaze. Una din soluţii este utilizarea unor sisteme de ardere în pat fluidizat sub presiune.

În fig. 4.19 este prezentată schema de principiu pentru un ciclu combinat gaze-abur cu arderea cărbunelui în pat fluidizat sub presiune.

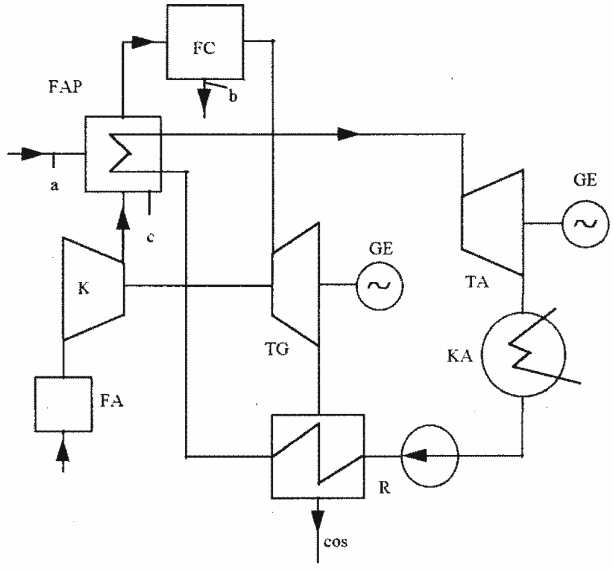


Fig. 4.19. Ciclul combinat gaze-abur cu ardere în pat fluidizat sub presiune
FA - filtru de aer; K - compresor; FAP - focar cu ardere sub presiune; FC - filtru de cenuşă; TG - turbina cu gaze; R - recuperator de căldură; TA - turbina cu abur; KA - condensator de abur; GE - generator electric; a - cărbune; b - cenuşă; c –zgura .

În cadrul instalației prezentate în fig. 4.19. se disting trei componente principale: instalația de turbină cu gaze, focarul cu ardere sub presiune (FAP) şi instalația de turbină cu gaze.

Aerul evacuat din compresor la o presiune de aproximativ 12 - 16 bar este introdus în FAP unde are dublu rol: asigură procesul de ardere, pe de-o parte, şi realizează un pat fluidizat compus din particule de cărbune, pe de altă parte. Particulele de cărbune (având dimensiuni de maxim 5 mm) sunt menținute în interiorul acestui pat fluidizat datorită interacțiunii dintre două forțe de sens contrar: forța ascensională (datorată aerului insuflat pe la baza FAP), respectiv forța de gravitație a particulelor.

Gazele de ardere sunt evacuate din FAP la o temperatură cuprinsă în intervalul 850 - 900^0C. Înainte de a se destinde în turbina cu gaze ele trec printr-un filtru (FC) unde sunt reținute particulele de cenuşă. Pentru recuperarea căldurii din gazele de ardere eşapate din TG este prevăzut un recuperator (R) în care este preîncălzită apa de alimentare.

Temperatura în interiorul FAP este menținută constantă în intervalul menționat mai sus cu ajutorul unor serpentine imersate în patul fluidizat. Aceste serpentine sunt răcite la interior de agentul apă-abur. Aburul produs în FAP se destinde în continuare în TA.

Particularitatea termodinamică cea mai importantă a unui astfel de ciclu combinat este faptul ca există o singură sursă caldă - FAP - atât pentru ciclul cu gaze, cât şi pentru cel cu abur.

Randamentul unei astfel de instalații nu depăşeşte 41 - 42%, valoare sensibil mai redusă decât în cazul ciclului combinat gaze-abur fără postcombustie. Avantajul major al acestei filiere energetice este însă faptul că poate utiliza un combustibil ieftin, cărbunele, în combinație cu o instalație de turbină cu gaze. De asemeni, nivelul de temperatură din interiorul FAP permite aplicarea unor procedee de desulfurare de înaltă eficiență. Deci ciclul combinat gaze-abur cu arderea cărbunelui în pat fluidizat sub presiune este avantajos şi din punct de vedere al impactului asupra mediului înconjurător.

4.4.5. CICLUL COMBINAT GAZE-ABUR CU GAZEIFICAREA INTEGRATĂ A CĂRBUNELUI

O altă cale de a utiliza cărbunele în cadrul unor centrale electrice echipate cu instalații de turbine cu gaze este gazeificarea. Gazeificarea este un proces în care are loc o ardere incompletă a cărbunelui, rezultând un amestec de gaze combustibile: CO, H_2, CH_4, etc. Aceste gaze sunt introduse în continuare în camera de ardere a ITG. **Rezultă o ardere în doua trepte a cărbunelui: prima (incompletă) în cadrul unui gazogen, iar a doua în camera de ardere a ITG**. În fig. 4.20 este prezentată schema de principiu pentru un ciclu combinat gaze-abur cu gazeificare integrată a cărbunelui.

Pentru funcționarea gazogenului este necesară prezența unui **agent de oxidare.** În mod uzual sunt utilizați aerul sau oxigenul, care sunt introduşi în gazogen odată cu cărbunele. Dacă se utilizează oxigen (vezi fig. 4.20), acesta este preparat în cadrul unui modul suplimentar specializat (FO) pe baza unei părți din aerul refulat din compresor. Pentru a se menține echilibrul masic al întregii instalații, azotul rezultat din **fabrica de oxigen** este direcționat către camera de ardere a ITG.

Gazul combustibil evacuat din gazogen conține o serie de impurități mecanice şi chimice: compuşi ai sulfului (H_2S), ai azotului (HCN, NH_3), metale grele şi alcaline, cenuşă, zgură topită. Din considerente ecologice şi de protecție a instalațiilor împotriva coroziunii, prezența acestor impurități împiedică utilizarea gazului de gazogen direct în camera de ardere a ITG. Este necesară introducerea unei **trepte de filtrare: FG**.

În funcție de tipul gazogenului, temperatura gazului combustibil rezultat din acesta are o valoare cuprinsă în intervalul 600 **-** 1000^0C. Procesul de filtrare implică o coborâre a acestei temperaturi până la aproximativ 50 - 300^0C. Pentru răcire este utilizată apa prelevată din

circuitul termic al TA. Potențialul termic al gazului combustibil evacuat din gazogen permite transformarea acestei ape în abur, care este la rândul sau reintrodus în circuitul TA.

După filtrare, gazul de gazogen poate fi introdus în camera de ardere a ITG unde se amestecă cu aer provenit din refularea compresorului şi cu azotul rezultat de la fabrica de oxigen.

Se menționează faptul că o parte din cenuşa dezvoltată în gazogen este evacuată sub forma de zgură pe la baza acestuia.

Schema prezentată în fig. 4.20 reprezintă o combinație între un sistem de gazeificare a cărbunelui (compus din FO, G, FG) şi un CCGA fără postcombustie, de tipul celui descris în paragraful 4.4.2. Integrarea sistemului de gazeificare în cadrul CCGA se realizează în principal prin:

• Prelevarea agentului de oxidare din refularea compresorului ITG;

• Utilizarea apei de alimentare a CR pentru răcirea gazului de gazogen înainte de operația de filtrare.

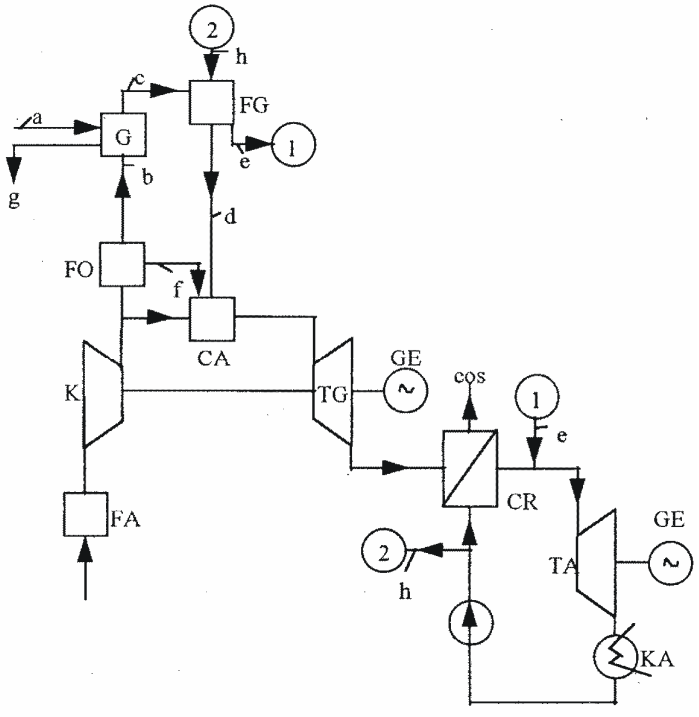


Fig. 4.20. Schema de principiu pentru un ciclu combinat gaze-abur cu gazeificare integrată a cărbunelui

FA - filtru de aer; K - compresor; FO **-** fabrica de oxigen; G - gazogen; FG - filtru gaz de gazogen; CA - camera de ardere; TG - turbina cu gaze; GE **–** generator electric; CR **-** cazan recuperator; TA - turbina cu abur; KA - condensator de abur; a - cărbune; b - agent de oxidare; c **-** gaz de gazogen nefiltrat; d - gaz de gazogen curat; e - abur; f - azot; g - zgură şi cenuşă; h - apă pentru răcirea gazului de gazogen.

La nivelul anului 2004 ciclul combinat gaze-abur cu gazeificare integrată a cărbunelui se găseşte încă în faza demonstrativă. Randamentele estimate pentru această filieră energetică se situează în intervalul 44 - 46 % în funcție de temperatura de intrare în turbina cu gaze.

4.4.6 CICLUL COMBINAT GAZE-ABUR CU INJECȚIE DE ABUR

În fig. 4.21. este prezentată schema de principiu pentru un ciclu combinat gaze-abur cu

injecție de abur.

Schema de mai sus poate fi asimilată unei ITG cu recuperare externă de căldură. Diferența constă din faptul că, în momentele în care sarcina consumatorului termic este scăzută, excesul de abur poate fi injectat în aspirația turbinei cu gaze. Împreună cu gazele de ardere ieşite din CA, aburul se va destinde în TG producând lucru mecanic.

Prin injecție de abur în aspirația TG, puterea electrică şi randamentul ITG pot creşte cu 50%, respectiv 20% . Acest tip de ciclu combinat se pretează foarte bine în cazul existenței unor consumatori termici cu variații mari de sarcină.

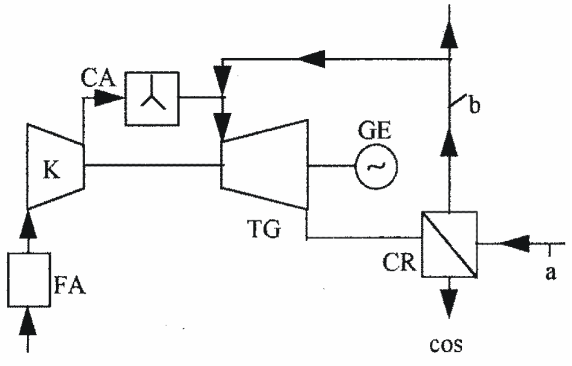


Fig. 4.21. Schema de principiu pentru un ciclu combinat gaze-abur cu injecție de abur
FA - filtru de aer; K - compresor; CA - camera de ardere; TG - turbina cu gaze; GE - generator electric; CR - cazan recuperator; CT - consumator termic; a – apa de alimentare; b – abur

Principalul dezavantaj al schemei de mai sus constă în faptul că aburul este evacuat în atmosferă odată cu gazele de ardere. Se pierde astfel o cantitate însemnată de apă tratată chimic, a cărui preparare este destul de costisitoare.

4.5. CENTRALE NUCLEARO-ELECTRICE

4.5.1. STRUCTURA CNE

Deşi este contestată de o bună parte a opiniei publice, energetica nucleară ocupă şi va ocupa în continuare un loc important în sectorul producerii de energie electrică şi termică. Poziția CNE este întărită şi de faptul că această filieră energetică se apropie foarte mult de conceptul de **„centrală electrică curată”,** cu impact redus asupra mediului înconjurător. Semnificativ este faptul că aportul CNE la emisia de bioxid de carbon în atmosferă este practic nul.

O centrală nuclearo-electrică este împărțită în două module distincte:

• **Reactorul nuclear:** asigură conversia energiei de fisiune în energie termică;

• **Partea clasică:** asigură conversia energiei termice în energie mecanică având la bază un ciclu termodinamic.

Uzual, centralele nuclearo-electrice sunt clasificate în funcție de caracteristicile reactorului. Principalele elemente ce caracterizează un reactor nuclear sunt:

• combustibilul nuclear;
• agentul de răcire;
• moderatorul.

În tabelul 4.12 sunt prezentate materialele utilizate în mod curent pentru cele trei categorii de elemente prezentate mai sus [4]. Se face mențiunea că uraniul izotop U^{235}, spre deosebire de U^{238}, reprezintă un element fisionabil.

Agentul de răcire are rolul de a prelua căldura dezvoltată prin fisiune în zona activă a reactorului şi de a o transmite mai departe către partea clasică a centralei.

Moderatorul realizează o încetinire a neutronilor rezultaţi prin fisiune nucleară până la un nivel de energie favorabil producerii unor noi reacţii de fisiune. În multe cazuri moderatorul are în acelaşi timp şi rol de agent de răcire. Uzual, reactoarele dotate cu moderator sunt cunoscute ca *reactoare cu neutroni termici.*

În tabelul 4.12 se face o scurtă trecere în revistă a principalelor filiere nucleare întâlnite în mod curent [4,5].

Tabelul 4.12.

Materiale utilizate într-un reactor nuclear

Combustibil nuclear (sub formă de bare metalice, oxizi sau carburi)	uraniu natural
	($0,71\%U^{235}+99,29\%U^{238}$)
	uraniu îmbogăţit
	($1,5\text{-}4\%U^{235}$,restul U^{238})
	plutoniu
	thoriu
Agent de răcire	gaze: He,CO_2
	apă uşoară
	apă grea
	metale lichide (sodiu, potasiu)
Moderator	apă uşoară
	apă grea
	grafit

O altă clasificare a centralelor nuclearo-electrice se poate face în funcţie de numărul de circuite:

• **CNE cu un singur circuit** (vezi fig. 4.22a): f1uidul de răcire al reactorului este în acelaşi timp agent de lucru în partea clasică a centralei.

• **CNE cu două circuite** (vezi fig. 4.22b):

- un circuit primar care asigură răcirea reactorului;
- un circuit secundar corespunzător agentului de lucru din partea clasică a centralei.

Tabelul 4.13.

Categorii de reactoare nucleare cu neutroni termici

Denumire	Semnificaţie	Moderator	Agent de răcire	Combustibil
PWR	Reactor cu apă sub presiune	Apă uşoară	Apă uşoară	Uraniu îmbogăţit (UO_2)
PHWR	Reactor cu apă grea sub presiune	Apă grea	Apă grea	Uraniu natural (UO_2)
BWR	Reactor cu apă în fierbere	Apă uşoară	Apă uşoară	Uraniu îmbogăţit (UO_2)
LWGR	Reactor răcit cu apă şi moderator de grafit	Grafit	Apă uşoară	Uraniu îmbogăţit (metal sau UO_2)
GCR	Reactor răcit cu gaze şi moderator de grafit	Grafit	CO_2	Uraniu natural (metal)
AGR	Reactor avansat răcit cu gaze şi moderator de grafit	Grafit	CO_2	Uraniu îmbogăţit (UO_2)
HTGR	Reactor răcit cu gaze la temperatură înaltă	Grafit	He	Uraniu puternic îmbogăţit

În tabelul 4.13 este prezentată situaţia mondială a CNE dotate cu reactoare termice la sfârşitul anilor 1990 -91.

Faţă de perioada pentru care sunt valabile datele din tabelul 4.14 nu există modificări esenţiale. După cum se cunoaşte, accidentul de la Cernobîl a dus la încetinirea şi chiar stagnarea în unele ţări a programelor nucleare.

Se poate remarca că majoritatea covârşitoare a reactoarelor nucleare utilizează apa uşoară (atât ca moderator, cât şi ca agent de răcire) în combinaţie cu uraniu îmbogăţit (PWR, BWR).

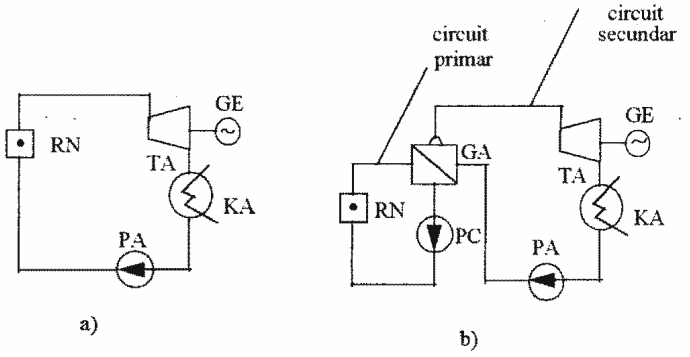


Fig. 4.22 Schema de principiu pentru o centrală nuclearo-electrică
a - cu un singur circuit (BWR); b - cu două circuite (PWR, PHWR), RN - reactor nuclear; GA - generator de abur; PC - pompa de circulaţi; TA - turbina cu abur; GE - generator electric; KA - condensator; PA - pompa de alimentare.

O filieră aparte este reprezentată de PHWR bazată pe apa grea (în dublu rol de moderator şi agent de răcire), respectiv pe uraniu natural. Reprezintă soluţia aleasă pentru echiparea CNE Cernavodă.

Utilizarea drept agent de răcire a unor gaze (He, $C0_2$) reprezintă o soluţie utilizată în mod izolat (Marea Britanie) nereuşind până la ora actuală să se impună pe piaţa energetică.

Tabelul 4.14.

Situaţia CNE dotate cu reactoare termice la sfârşitul anilor '90

	Nr. grupuri	Putere electrică netă, MW	Număr de circuite	Pondere, %
PWR	223	183 630	2	62,2
BWR	85	68 022	1	23,0
LWGR	27	15 984	1	5,41
PHWR	26	14 685	2	4,98
GCR	32	6531	2	2,22

AGR	10	5816	2	1,96
HTGR	3	639	2	0,23
Total	408	295 307	-	100

4.5.2. ELEMENTE CARACTERISTICE ALE PĂRȚII CLASICE A CNE

După cum s-a specificat mai sus majoritatea covârşitoare a reactoarelor nucleare utilizează ca agent de răcire apa uşoară (H_2O) sau apa grea (D_2O). În cazul CNE cu două circuite, restricţiile existente privind răcirea impun ca această apă să fie în permanenţă în stare lichidă în interiorul reactorului. Temperatura maximă a apei de răcire la ieşirea din reactor nu depăşeşte în general 290 - 330^{0}C. Deci apare o limitare şi din punct de vedere al temperaturii şi implicit al presiunii agentului termic ce evoluează în circuitul secundar al CNE.

O consecinţă a acestor limitări este faptul că majoritatea tipurile de CNE aflate la ora actuală în stadiu comercial utilizează drept agent de lucru în partea clasică **aburul saturat,** care evoluează după un ciclu de tip Rankine. Aburul este produs direct în reactor (cazul CNE cu un circuit), sau într-un generator de abur, pe baza căldurii primite de la agentul de răcire al reactorului (cazul CNE cu două circuite).

Producerea directă de abur în reactor are avantaje termodinamice prin eliminarea degradărilor de temperatură ce apar datorită transferului de căldura dintre circuitul primar şi cel secundar. În acest caz sunt necesare precauţii suplimentare deoarece există posibilitatea antrenării de către abur a unor compuşi radioactivi din reactorul nuclear.

Nivelul de presiune şi temperatură al aburului din circuitul secundar depinde de tipul reactorului şi de agentul de răcire primar: 69 - 71 bar la BWR, respectiv 38 - 50 bar la PWR şi PHWR .

Destinderea aburului în turbină se realizează aproape integral sub curba de saturaţie. Există pericolul ca umiditatea aburului să crească peste limita admisibilă, ducând la intensificarea procesului de eroziune al paletelor mobile. Pentru a elimina acest neajuns se întreprind două acţiuni:

• Separarea mecanică a picăturilor de apă ce apar în decursul destinderii aburului în turbină:

• Supraîncălzirea aburului.

În fig. 4.23 este prezentată schema simplificată pentru o CNE cu două circuite.

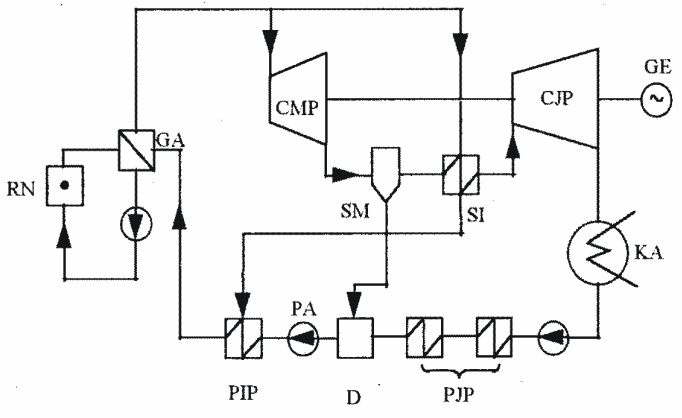


Fig. 4.23 Schema simplificată pentru o CNE cu două circuite

RN - reactor nuclear; GA - generator de abur; CMP - corp de medie presiune; CJP - corp de joasă presiune; GE - generator electric; KA - condensator de abur; PJP - preîncălzitor de joasă presiune; D - degazor termic; PA - pompa de alimentare; PIP - preîncălzitor de înaltă presiune; SM - separator mecanic de picături; SI – supraîncălzitor

Separatorul mecanic de picături (SM) este amplasat după corpul de medie presiune al turbinei cu abur. Picăturile astfel drenate sunt trimise în degazorul termic. După ce trece prin SM aburul este saturat uscat (titlul x= 1).
Înainte de a fi admis în corpul de joasă presiune **aburul este uşor supraîncă1zit** într-un schimbător de căldură - SI. Pentru această operaţie este utilizat abur prelevat din conducta de legătură GA **-** CMP. Condensatul rezultat în urma procesului de supraîncălzire este direcţionat fie în preîncălzitorul de înaltă presiune, fie direct în generatorul de abur. Se menţionează faptul că supraîncălzirea nu are un caracter termodinamic, ca în cazul CCA, ci doar unul tehnologic, de limitare a umidităţii aburului ce evoluează în turbină.

4.5.3. PERFORMANŢELE CNE

Utilizarea în partea clasică a unui ciclu cu abur saturat conduce la o limitare a randamentului CNE. Eficienţa netă este sensibil inferioară celei obţinută în cadrul unei centrale convenţionale cu abur, nedepăşind 30 **-** 33%**.** Din punct de vedere al puterilor unitare a fost atins pragul de 1500MW (PWR, BWR), respectiv 750MW (PHWR).

Pentru creşterea randamentului se poate apela la o supraîncălzire a aburului admis în turbină, menţionându-se următoarele posibilităţi :

• Prevederea unei suprafeţe speciale, de înaltă temperatură, în reactorul nuclear;

• Supraîncălzire pe bază de combustibil fosil în cadrul unui cazan convenţional.

În domeniul reactoarelor răcite cu gaze demnă de amintit este filiera HTGR. Utilizarea materialelor ceramice permite ca temperatura agentului de răcire (heliu) să depăşească 900 - 1000^0C. Se creează astfel premizele realizării în partea clasică a centralei a unor cicluri binare compuse din:

• un ciclu de înaltă temperatură de tip Brayton. utilizând drept agent de lucru heliu;

• un ciclu de medie şi joasă temperatură constituind sursa rece a celui dintâi, utilizând drept agent de lucru apă sau amoniac.

Se estimează că randamentul unui astfel de grup, având o putere de 1400 MW, poate atinge 46% .

Coeficientul de utilizare al uraniului în cadrul unor reactoare cu neutroni termici este relativ redus. În consecinţă atenţia a început sa fie îndreptată **către reactoarele nucleare cu neutroni rapizi, supergeneratoare, (FBR).** Acest tip de reactoare se caracterizează prin faptul că nu mai este necesară prezenţa moderatorului. Temperaturile înalte din inima reactorului necesită utilizarea unor metale lichide (sodiu şi potasiu) ca agenţi de răcire. În mod uzual sunt prevăzute trei circuite înseriate, primele două pe bază de sodiu şi potasiu, iar al treilea pe bază de abur supraîncălzit (vezi fig. 4.24). Metalul topit devine puternic radioactiv şi în consecinţă este necesară introducerea circuitului intermediar pentru o cât mai bună izolare a circuitului apă-abur. Eficienţa estimată pentru o astfel de CNE este de 42-43% .

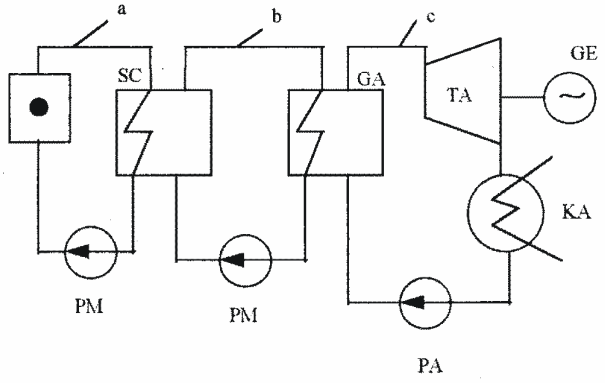


Fig. 4.24 Schema de principiu pentru o CNE cu neutroni rapizi (FBR)
a - circuit primar (Na, K în stare topită); b - circuit intermediar (Na în stare topită); c - circuit apă-abur; RN - reactor nuclear; SC - schimbător de căldură pentru metale topite; GA - generator de abur; TA - turbina cu abur; GE - generator electric; KA - condensator de abur; PA - pompa de alimentare a GA; PM - pompe de metale topite

4.6. CENTRALE ELECTRICE ECHIPATE CU MOTOARE DIESEL (CDE)

4.6.1. CARACTERISTICILE CDE

În domeniul unităților energetice de mică capacitate, motoarele cu ardere internă s-au dovedit a fi una din cele mai atractive soluții. Dintre acestea, în domeniul producerii de energie electrică s-a detaşat motorul care are la baza un **ciclu termodinamic de tip Diesel.**

Principalele domenii în care acest tip de maşină termică este utilizat cu succes sunt:

• Instalații de vârf şi siguranță pentru: consumatori industriali care necesită continuitate în alimentarea cu energie electrică, serviciile proprii vitale ale centralelor electrice (cu o mențiune pentru CNE), spitale, aeroporturi, etc.

• Alimentarea unor consumatori izolați a căror racordare la un sistem energetic nu este fezabilă din punct de vedere tehnico-economic.

Din punct de vedere constructiv se detaşează două categorii de motoare Diesel: în doi timpi, respectiv în patru timpi. În tabelul 4.13 sunt prezentate sintetic principalele caracteristici tehnice ale motoarelor Diesel .

4.6.2. BILANȚUL ENERGETIC

În tabelul 4.15 este prezentat bilanțul energetic pentru un motor Diesel în varianta în doi, respectiv patru timpi .

Tabelul 4.15.
Caracteristici tehnice ale motoarelor Diesel

Tipul motorului	Turație, [rot/min]	Numărul maxim de cilindri	Putere maximă	Observații
Lent	80 - 300	12	50000	Motoare în doi timpi
Semirapid	400 - 500	12-16	4000-7000	Motoare în doi timpi sau patru timpi
Rapid	800 - 1500	12-24	3000	Motoare uşoare pentru instalații mobile

Tabelul 4.16.
Bilanțul energetic al unui motor Diesel

Flux termic	Cota, [%]	
	Motor în doi timpi	Motoare în patru timpi
Energie primară	100	100
Lucru mecanic util (putere efectivă)	36-40	34-37
Pierderi prin frecări mecanice	7-8	6-7
Pierderi în apa de răcire	22-24	20-22
Pierderi cu gazele de ardere evacuate	25-27	29-31
Pierderi de căldură în exterior prin radiație, convecție, scăpări de gaze	5-8	5-7

Puterea efectiva a motoarelor Diesel, măsurată la cupla, este dată de relația:

$$P_{ef} = \frac{1}{60 \cdot a} \cdot n \cdot V \cdot p_{ef} \qquad (4.23)$$

unde: P_{ef} - puterea efectiva, [W];

a - raportul între numărul rotaţiilor şi cel al ciclurilor (motoare în patru timpi a = 2; motoare în doi timpi a = 1);

n - turaţia, [rot/min];

V - volumul unui cilindru, [m^3];

z - numărul de cilindrii;

p_{ef} - presiunea medie efectiva a motorului, [N/m^2].

Puterea electrică la bornele generatorului va fi:

$$P_B = P_{ef} \cdot \eta_G \qquad (4.24)$$

unde: η_G - randamentul generatorului.

În condiţiile în care geometria motorului este dată, singurul mijloc de creştere a puterii acestuia este mărirea presiunii medii efective, în acest scop apelându-se la **supraalimentare.**

Supraalimentarea reprezintă introducerea aerului cu presiune în cilindrul motorului. Efectul urmărit este reducerea volumului specific al aerului. Se creează astfel premisele că, pentru o geometrie dată a cilindrului, să crească cantitatea de aer şi implicit debitul de combustibil injectat. Supraalimentarea nu are nici un efect asupra randamentului ciclului termodinamic, ea conducând doar la creşterea puterii motorului Diesel.

La ora actuală cea mai mare parte a motoarelor Diesel sunt prevăzute cu supraalimentare. În mod uzual supraalimentarea este realizată cu ajutorul unei turbosuflante antrenate de gazele de ardere evacuate din motor (vezi fig. 4.25).

Din tabelul 4.16 se poate observa că o cotă importantă de căldură este evacuată odată cu apă de răcire a motorului, respectiv cu gazele de ardere. Această cantitate de căldură poate fi recuperată în scopul preparării de apă fierbinte sau abur.

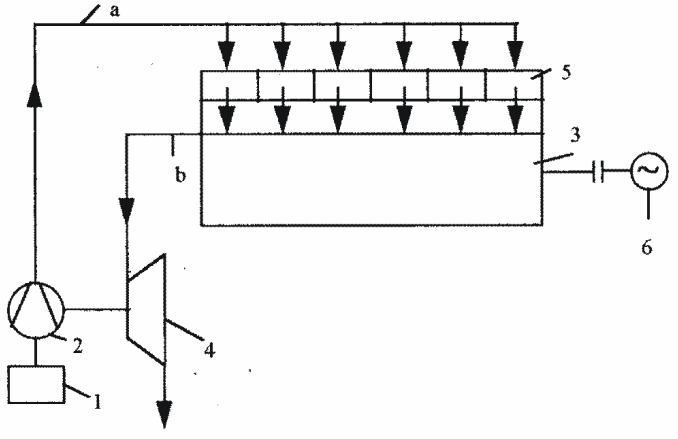


Fig. 4.25. Motor Diesel cu supraalimentare
a - aer sub presiune: b - gaze de ardere evacuate din motor;
1 - filtru de aer; 2 - compresor de aer;3 - motor Diesel; 4 - turbină cu gaze;
5 – cilindri; 6 - generator electric

4.7. CENTRALE HIDROELECTRICE *CHE*

4.7.1. CONSIDERAŢII GENERALE

Centralele hidroelectrice utilizează ca sursă de energie primară energia hidraulică a apei, pe care prin intermediul energiei mecanice o transformă în energie electrică. Principalele

surse de energie hidraulică sunt constituite din energia cursurilor de apă (cursuri naturale sau artificiale) şi energia mareelor.

Centralele care folosesc energia naturală a râurilor, se bazează pe exploatarea diferenţei de nivel a apei între bieful amonte şi aval de secţiunea centralei. Această diferenţă de nivel se poate crea parţial artificial, prin construirea unui baraj care să ridice nivelul apei în amonte de secţiunea barată. Acest tip de centrale se numesc *centrale hidroelectrice* sau *hidrocentrale (CHE)* [10-14].

Centralele care folosesc energia hidraulică artificial creată sunt centralele cu pompare-acumulare. Ele prelevează apa dintr-un rezervor inferior şi o pompează într-un rezervor superior, realizându-se astfel o diferenţă de nivel H, a cărei energie hidraulică va fi folosită după necesităţi. Acest tip de centrale se numesc *centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (CHEAP).*

Centralele care folosesc energia mareelor se bazează pe variaţia nivelului mărilor şi oceanelor datorată fenomenului de flux şi ref1ux. Acest tip de centrale se numesc *centrale mareo-electrice (CME).*

Marea majoritate a centralelor hidroelectrice construite până în prezent sunt centrale hidroelectrice (CHE), fapt pentru care ele vor fi tratate în cele ce urmează.

Potenţialul hidroenergetic

Se poate defini ca potenţial hidroenergetic, totalitatea resurselor energetice naturale ale unui bazin hidrografic. Matematic, el se poate exprima sub forma:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \text{ [W]} \qquad (4.25)$$

sau

$$P = 9{,}81 \cdot Q \cdot H \text{ [kW]} \qquad (4.26)$$

unde: $\rho =$ l000kg/m^3

$g =$ 9,81 acceleraţia gravitaţională [m/s^{2}l

Q - debitul mediu al bazinului hidrografic [m^3/s]

H - căderea bazinului hidrografic [m]

În mod curent, pentru a se putea compara potenţialul hidroenergetic al diverselor bazine hidrografice, se defineşte potenţialul hidroenergetic linear ca fiind:

$$\rho_1 = P / l \qquad \text{[kW/km]} \qquad (4.27)$$

sau

$$\rho_1 = 9{,}81 \cdot Q \cdot H \qquad \text{[kW/km]} \qquad (4.28)$$

unde: l - lungimea cursurilor de apă ale bazinului hidrografic

Din punct de vedere al posibilităţii valorificării potenţialului hidroenergetic al unui bazin hidrografic se disting:

- potenţialul hidroenergetic
- potenţialul hidroenergetic tehnic amenajabil
- potenţialul hidroenergetic economic amenajabil

Potenţialul hidroenergetic este potenţialul total al unui bazin hidrografic, fără a se ţine cont de posibilităţile tehnice de valorificare a acestuia. El corespunde utilizării integrale a debitului (Q) şi a căderii (H) a bazinului hidrografic, fapt pentru care se mai numeşte şi *potenţial hidroenergetic brut.*

Potenţialul hidroenergetic tehnic amenajabil reprezintă acea parte din potenţialul brut al bazinului hidrografic care poate fi valorificată din punct de vedere tehnic. Valoarea acestui potenţial depinde de gradul de dezvoltare al cunoştinţelor umane, respectiv de găsirea soluţiilor tehnice care să permită valorificarea unei părţi cât mai mari din potenţialul hidroenergetic brut. Din aceste considerente, potenţialul hidroenergetic tehnic amenajabil se mai numeşte şi *potenţial hidroenergetic net.*

Potenţialul hidroenergetic economic amenajabil reprezintă partea din potenţialul hidroenergetic net care este economic a fi amenajată la un moment dat. O amenajare

hidroenergetică care la un moment nu este economic a fi construită., poate deveni rentabilă, şi aceasta depinde de costurile de producţie ale energiei electrice în alte tipuri de hidrocentrale, de progresul tehnic, de conjunctura economică internaţională, de preţul combustibililor clasici, etc.

4.7.2. AMENAJĂRILE CENTRALELOR HIDROELECTRICE

Clasificare

La o amenajare hidrotehnică. căderea (*H*) se poate realiza fie prin ridicarea nivelului apei cu ajutorul unui baraj, fie printr-o derivaţie a apei, care are o pantă mai mică decât panta naturală a râului. Prin aplicarea uneia din cele două soluţii se obţine practic o cădere concentrată care poate fi utilizată într-o centrală hidroelectrică.

Având în vedere cele de mai sus, se pot distinge trei tipuri de amenajări:

- amenajare cu baraj
- amenajare cu derivaţie
- amenajare mixtă (baraj + derivaţie)
- amenajare complexă

Scheme de amenajare

Amenajarea cu baraj - este amenajarea la care întreaga cădere este realizată de către baraj, prin ridicarea nivelului apei amonte de secţiunea barată. Pentru utilizarea căderii unui râu între două puncte A şi B, se va construi un baraj în punctul B, astfel încât coada lacului să ajungă în punctul A; Se creează astfel o cădere concentrată *H*, de valoare aproximativ egală cu diferenţa de nivel dintre punctele B şi A.

Posibilitatea realizării căderii concentrate cu ajutorul barajului este determinată în primul rând de topografia terenului amonte de secţiunea barată.

Este evident că o pantă mai mare a râului între punctele A şi B va conduce la obţinerea unei căderi concentrate mai mari. De asemenea, trebuie ţinut cont de configuraţia malurilor în amonte de secţiunea barată deoarece inundarea de mari suprafeţe de teren poate fi imposibilă sau foarte costisitoare. De regulă, astfel de scheme de amenajare a cursurilor de apă se realizează în depresiunile naturale care formează cuveta lacului. În cazul râurilor cu pante relativ mici dar cu debite importante, în vederea evitării inundării de mari suprafeţe de teren, se preferă crearea unei cuvete artificiale, prin construirea de diguri amonte de secţiunea barată, fig. 4.26.

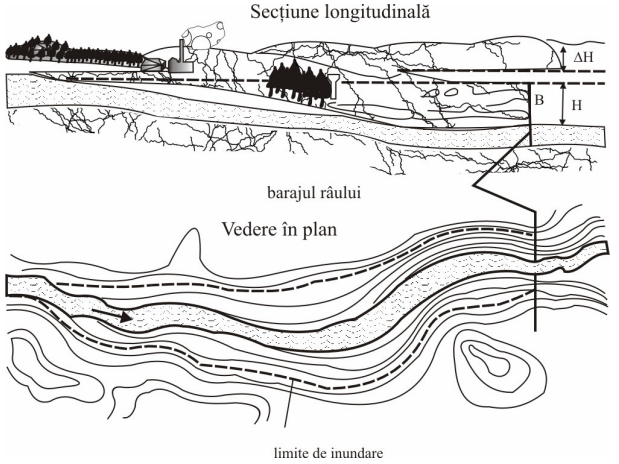


Fig. 4.26. Schema de amenajare cu bara

Amenajarea cu derivaţie - fig.4.27.**,** este amenajarea la care căderea se realizează prin devierea cursului apei din albia naturală pe o derivaţie construită artificial şi care are panta mult mai mică decât panta naturală a râului.

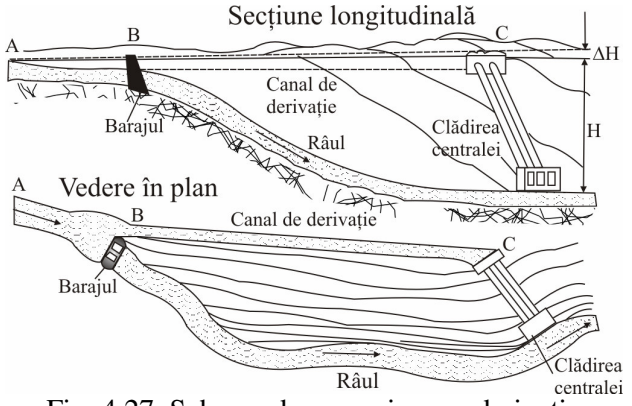


Fig. 4.27. Schema de amenajare cu derivație

Se obține astfel în punctul C o concentrare a căderii H de valoare aproximativ egală cu diferența de cotă între punctele C si D, D fiind punctul de restituție a apei în albia naturală. În acest caz, rolul barajului este de a devia apa din cursul natural în derivație, fapt pentru care terenurile inundate în amonte de secțiunea barată sunt nesemnificative. Adoptarea unei astfel de scheme de amenajare depinde de posibilitatea de realizare a derivați ei, respectiv de topografia terenurilor adiacente amenajării. De asemenea, lungimea derivației, respectiv costurile de realizare a ei influențează în mod decisiv adoptarea unei astfel de scheme de amenajare.

Amenajarea mixtă - fig.4.28., este amenajarea la care concentrarea căderii H se realizează atât de către baraj prin ridicarea nivelului apei amonte de secțiunea barată cât şi prin devierea cursului natural al râului printr-o derivație. O astfel de amenajare este caracteristică râurilor de munte, a căror curs natural are o pantă semnificativă şi terenurile adiacente permit crearea uşoară a unei cuvete naturale în urma barării secțiunii de curgere. Prin adoptarea unei astfel de scheme de amenajare, se creează acumulări şi cu rol de regularizare a debitului, creându-se stocuri de apă pentru folosințe energetice şi atenuându-se viiturile.

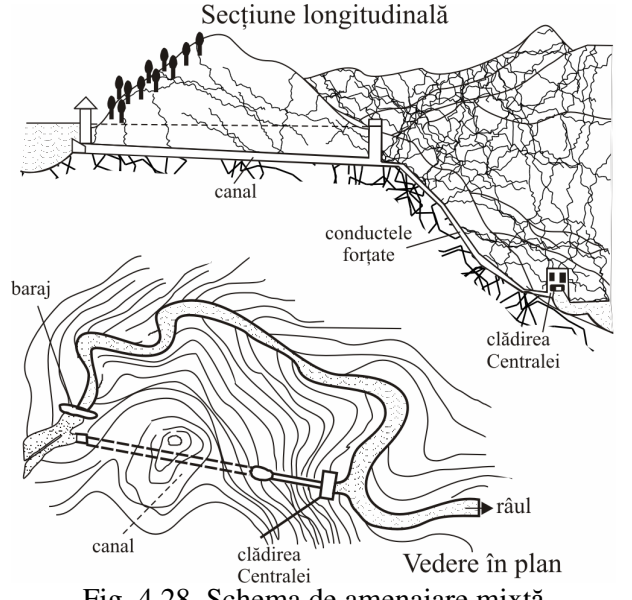


Fig. 4.28. Schema de amenajare mixtă

Amenajarea complexă - este amenajarea la care se combină cele trei tipuri de amenajare enumerate mai sus, în scopul valorificării întregului potențial energetic al unui râu şi a satisfacerii a cât mai multor cerințe. În figura 4.29.este prezentată amenajarea complexă a bazinului Someş remarcându-se amenajările cu baraj la centralele aval de Tarnița, amenajările

cu derivaţie la captările de apă din bazinele hidrografice adiacente şi amenajarea mixtă în cazul centralei Mărişelu.

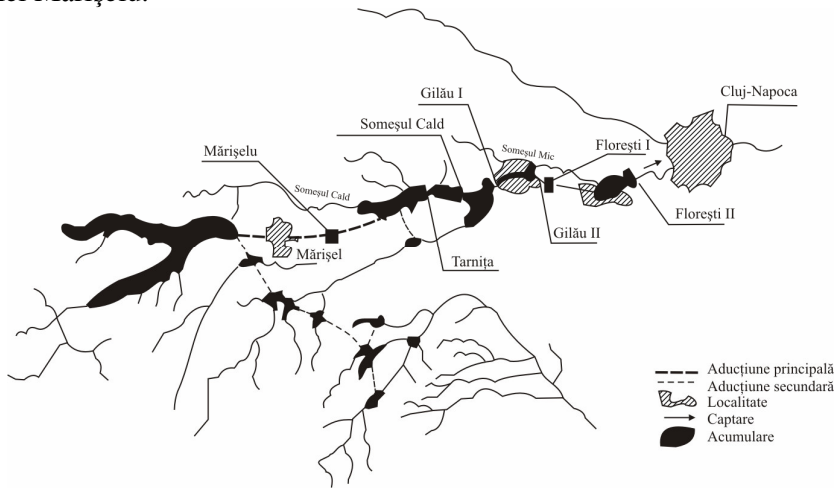


Fig. 4.29. Schemă de amenajare complexă

4.7.3. PRINCIPALELE CONSTRUCŢII ALE AMENAJĂRILOR HIDROELECTRICE AH

Barajul

Barajul este construcţia hidrotehnică care are drept scop ridicarea nivelului apelor în scopul devierii lor într-o aducţiune sau al acumulării lor în vederea regularizării debitelor.

Clasificare.

Barajele se pot clasifica pe mai multe criterii după cum urmează:

a. după materialul din care sunt executate:

- baraje de pământ - care folosesc ca materiale de construcţie balast, argilă sau alte materiale locale (fig. 4.30)
- baraje de piatră - care folosesc ca materiale de construcţie arocamentele sau zidăria uscată
- baraje de beton
- baraje de beton armat - care folosesc ca materiale de construcţie şi elemente de beton armat
- baraje de materiale diverse - care folosesc ca materiale de construcţie lemnul şi(sau) metalul

b. după tipul constructiv:

- baraje masive (sau de greutate) - care prin propria greutate asigură stabilitatea la alunecare şi răsturnare (fig. 4.31)
- baraje cu rosturi lărgite sau evidate - sunt baraje masive în care sunt dispuse goluri în zona de mijloc a barajului (fig. 4.33)
- baraje cu contraforţi - care transmit presiunea apei prin elemente în formă de plăci, arce, etc. contraforţilor verticali şi apoi fundaţiei; se execută din beton armat. Un caz particular şi des folosit este barajul în arc (fig. 4.32).
- baraje ancorate, precomprimate sau în consolă - care prin ancorarea în terenul de fundaţie asigură stabilitatea la alunecare şi răsturnare.

c. după scop:

- baraje de derivaţie - care ridică nivelul apei în amonte astfel încât aceasta să poată fi preluată de o derivaţie
- baraje de acumulare - care ridică şi reţin apele în amonte în vederea regularizării debitelor

d. după folosință:

- baraje pentru producerea energiei electrice
- baraje pentru transporturi pe apă
- baraje pentru lucrări de hidroameliorații
- baraje pentru alimentări cu apă
- baraje pentru atenuarea viiturilor
- baraje pentru folosințe complexe - o combinație a două sau mai multor funcții enumerate mai sus

e. după modul de descărcare a apei din amonte în aval:

- baraje deversante - care permit trecerea debitului excedentar peste o anumită parte a barajului
- baraje nedeversante - care nu permit trecerea debitului excedentar peste baraj, evacuarea acestuia făcându-se prin construcții speciale (canale, puțuri, galerii, etc.)

Tipuri reprezentative de baraje

a. Baraje de pământ

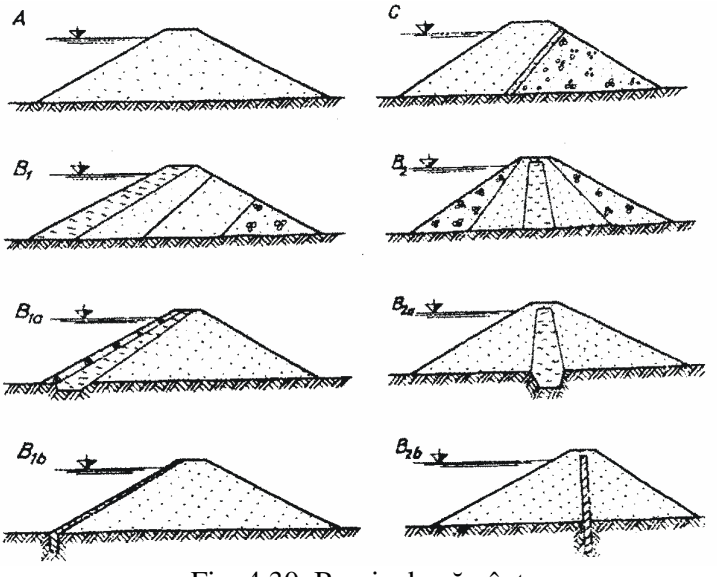


Fig. 4.30. Baraje de pământ
A – omogen; B – neomogen; C – mixt.

În general barajele de pământ sunt realizate din nisipuri, argile sau pietrişuri puse în operă omogen sau mixt. Secțiunea unui baraj de pământ este de obicei trapezoidală, având taluzele cu pante de 1/1,5 - 1/2. Pentru asigurarea etanşeității barajului se adoptă fie soluția de aşezare pe paramentul amonte a unui ecran impermeabil (argilă, mixturi asfaltice, beton, metal, etc.), caz în care barajele se numesc *cu mască,* fie prin construirea în secțiunea centrală, a barajului a unui profil impermeabil, caz în care barajul se numeşte *cu nucleu.*

Acest tip de baraje se construiesc în general pe terenuri care nu suportă încărcări specifice mari.

În cazul în care terenul de fundare nu este impermeabil, nucleul de etanşare sau masca barajului se prelungesc în adâncime până la intersectarea cu un teren impermeabil.

b. Baraje de greutate

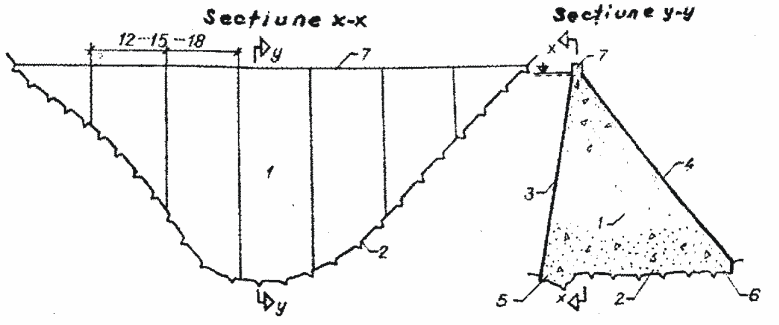


Fig. 4.31. Baraje de greutate
1 – corpul; 2 – fundație;3,4 – parament; 5,6 – picior; 7 – coronament.

Barajele de greutate rezistă acțiunii de împingere a apei prin acțiunea greutății proprii, fiind creată rezistența la răsturnare față de piciorul aval şi rezistența de alunecare față de fundație.

Secțiunea transversală prin înălțimea maximă a barajului poartă numele de *profilul barajului,* iar linia orizontală, situată la mijlocul coronamentului care leagă un mal de celălalt constituie *axul barajului.*

Profilul clasic al barajelor de greutate se modifică mult în cazul barajelor fluviale, la care debitele necesar a fi evacuate sunt considerabile, fapt ce face necesară echiparea acestora la coronament cu stavile de mari dimensiuni şi profilarea taluzelor amonte şi aval după profile deversante.

c. Baraje arcuite

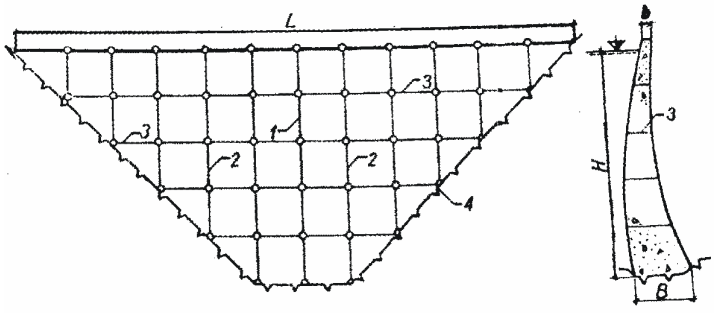


Fig. 4.32. Baraj în arc
1 - consolă maestră; 2 - console verticale;
3 - arce orizontale; 4 – fundație.

Barajele arcuite transmit sarcinile la care sunt supuse atât pe direcția verticală cât şi pe direcția orizontală. Practic, barajul este construit consolele verticale încastrate în fundație şi din arce orizontale, încastrate în versanți. După modul principal de transmitere a sarcinii barajele arcuite pot fi *de greutate în arc* (transmiterea preponderent verticală a sarcinii) sau *în arc* (transmiterea preponderent orizontală a sarcinii).

La acest tip de baraje se pot defini ca mărime caracteristica *coeficientul de îndrăzneală* L^2H^2/V care este raportul dintre produsul pătratelor lungimii la coronament şi înălțimii barajului față de volumul total al barajului.

d. Baraje evidate

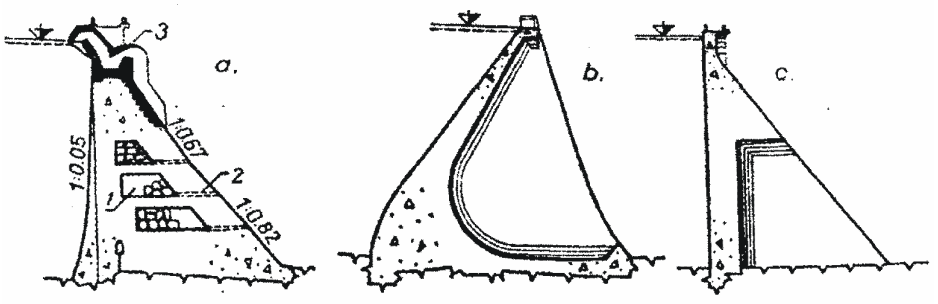


Fig. 4.33. Baraje evidate
a - barajul Zerbino; b - barajul Ziegler; c - barajul Kelen;
1 - piatră spartă; 2 - barbacane

Prin folosirea betonului la realizarea barajelor de greutate, s-a ajuns la concluzia că acesta este puțin încărcat față de capabilitatea lui. Acest lucru, coroborat cu faptul că mijlocul barajului este mai puțin solicitat, a condus la ideea practicării în corpul barajului a unor goluri. Rezultatul practicării de goluri în interiorul barajelor de greutate este o încărcare mai apropiată de capabilitate a zonelor active ale barajului şi o economie de material ceea ce conduce la scăderea costurilor.

Tot din categoria barajelor evidate pot fi citate ca făcând parte şi următoarele tipuri de baraje:

- baraje cu contraforți ciupercă
- baraje cu plăci de beton armat
- baraje cu bolți multiple
- baraje cu cupole multiple

Descărcătorul de ape

Este construcția hidrotehnică care are rolul de a evacua apele din spatele barajului în scopul reglării nivelului apei în lacul de acumulare. În funcție de amplasamentul lor, descărcătorii pot fi de suprafață, de fund, sau o combinație între cele două tipuri. Descărcătorii sunt prevăzuți cu instalații hidromecanice de închidere şi reglaj ca: stavile şi vane, mecanisme de acționare, etc.

Disipatorul de energie

Este construcția hidrotehnică amplasată în aval de baraj în secțiunea descărcătorilor de ape şi au rolul de disipare a energiei cu care apa este evacuată din baraj. Disiparea energiei se face prin transformarea energiei hidraulice în energie calorică şi are drept scop evitarea erodării albiei naturale în aval de baraj, în acest fel asigurându-se stabilitatea barajului.

Priza de apă

Este construcția hidrotehnică care are rolul de a capta apa din lacul de acumulare şi de a o conduce spre aducțiune. Priza de apă poate fi amplasată în corpul barajului sau independent de acesta. În vederea evitării pătrunderii în instalațiile aval de priză a corpurilor solide mari (gheață, zai, lemne, aluviuni grosiere, etc), acestea sunt prevăzute cu grătare. În cazul prizelor care conduc apa în aducțiuni lungi, acestea sunt prevăzute cu vane de închidere care permit punerea la uscat a aducțiunii.

Aducțiunea

Este construcția hidrotehnică care are rolul de a conduce debitele captate de priza de apă către camerele de echilibru. După modul de tranzitare a apei, cu nivel liber sau sub

presiune, aducțiunile pot fi canale sau galerii subterane, respectiv conducte metalice sau betonate.

Camera de echilibru

Este construcția hidrotehnică care realizează legătura între aducțiune şi conducta forțată şi are rolul de a prelua suprapresiunile dinamice provocate de variațiile de sarcină cu care funcționează centrala. Dacă aducțiunea este cu nivel liber (canal deschis) camerele de echilibru poartă numele de camere de încărcare, iar dacă aducțiunea este sub presiune (conductă) camera de echilibru poartă numele de castel de echilibru.

Casa vanelor

Este construcția hidrotehnică amplasată imediat în aval de camerele de echilibru şi are rolul de a închide admisia apei în conducta forțată. Închiderea admisiei apei în conducta forțată este necesară în vederea punerii la uscat a conductei forțate sau a izolării ei în caz de deteriorare.

Conducta forțată

Este construcția hidrotehnică care are rolul de a tranzita apa din camera de echilibru la centrală, pe un traseu cât mai scurt şi cu o diferență de nivel mare, realizând în acest fel o concentrare a căderii. Conducta forțată poate avea unul sau mai multe fire. Datorită acestui fapt, conductele forțate au pante mari, deci viteze de curgere mari (de ordinul m/s) ceea ce conduce la o solicitare statică şi dinamică importantă a conductei**.**

Centrala hidroelectrică

Este construcția hidrotehnică în care are loc transformarea energiei hidraulice în energie electrică. Pentru atingerea acestui scop, în centrală sunt instalate vanele de admisie a apei în turbine, turbinele hidraulice, generatoarele electrice, mecanismele de reglare a sarcinii active şi reactive, stațiile de transformare şi conexiuni, instalațiile de protecții şi automatizări, camera de comandă.

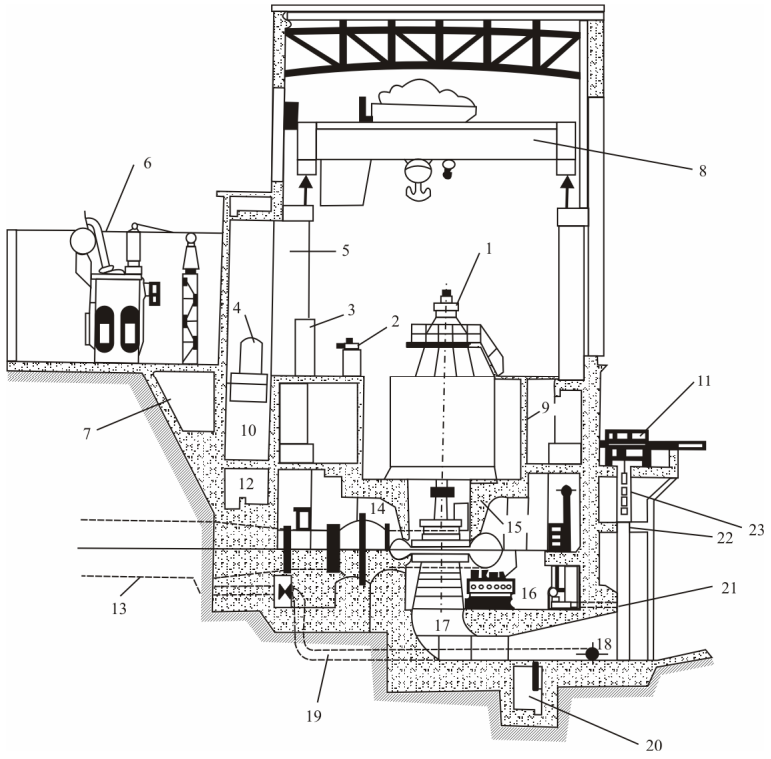


Fig. 4.34. Secțiune transversală printr-o centrală hidroelectrică

1 - generatoare electrice
2 - servomotor acționare
3 - panouri de comandă turbină
4 - grupuri pompe
5 - schelet metalic
6 - transformator electric
7 - canal de cabluri
8 - pod rulant
9 - cilindru de beton armat
10 - canale de cablu şi conducte
11 **-** mecanism manevrare batardou
12 - canal evacuare
13 - conductă forțată
14 - vană de admisie
15 - inelul de fundare al generatorului
16 - galerie de acces pentru demontare rotor;
17 - cotul aspiratorului
18 - aspirator**;**
19 - by-pass pentru evacuarea apei din conducta forțată
20 - galeria de evacuare a apei din aspirator;
21 - conductă pentru evacuarea apei
22 - platformă batardou;
23 - batardou

Canalul de fugă

Este construcția hidrotehnică care are rolul de a tranzita apa folosită de turbină spre punctul de restituție.

4.7.4. TURBINE HIDRAULICE

Clasificarea turbinelor hidraulice

După modul de transformare al energiei hidraulice în energie mecanică, turbinele se clasifică în:

- *turbine cu acțiune:* la care transformarea energiei hidraulice în energie mecanică se face prin acțiune directă (lovire) asupra palelor rotorului turbinei. Transformarea energiei potențiale în energie cinetică are loc practic numai în statorul turbinei. Energia cinetică la ieşirea din rotorul turbinei (energia reziduală) este mică nepunându-se problema recuperării ei. Din această categorie fac parte turbinele *Pelton, Turgot, Banki.*

- *turbinele cu reacțiune:* la care transformarea energiei hidraulice în energie mecanică se face prin destinderea apei în rotorul turbinei. Transformarea energiei potențiale în energie cinetică are loc în statorul turbinei (aparat director) şi mai ales în rotorul ei, unde distanța dintre palele rotorului formează ajutaje convergente ceea ce conduce la creşterea vitezei relative. Energia cinetică la ieşirea din rotor (energia reziduală) este semnificativă, fapt pentru care se pune problema recuperării ei. Acest lucru se realizează în aspirator. Din această categorie fac parte turbinele *Francis, Deriaz, Kviatcovski.*

- *turbinele elicoidale:* la care transformarea energiei hidraulice în energie mecanică se face prin efectul de portanță al palelor rotorului. Transformarea energiei potențiale în energie cinetică se face în statorul turbinei (aparat director), iar rotorul prelucrează această energie pe baza diferenței de viteză a apei între extradosul şi intradosul palelor rotorului. Ca şi la turbinele cu reacțiune, energia cinetică la ieşirea din rotor (energia reziduală) este semnificativă, fapt pentru care se pune problema recuperării ei în aspirator. Din această categorie fac parte turbinele *Kaplan şi bulb.*

Energia şi puterea hidraulică

Energia hidraulică, se poate defini ca fiind:

$$E_b = \gamma \cdot V \cdot \left(z + p/\gamma + v^2/2g\right) = \gamma \cdot V \cdot H_b \text{ [N·m]} \quad (4.29)$$

unde: E_b - energia brută [N·m]

V - volumul de lichid circulat [m^3]

H_b - căderea brută [m]

γ - greutatea specifică 1 000 [kg/m^3]

z - altitudinea [m]

p - presiunea [N/m^2]

v **-** viteza lichidului [m/s]

În cazul în care se au în vedere pierderile de sarcină pe întregul parcurs al apei prin construcțiile hidrotehnice, se poate defini energia netă ca fiind:

$$E = \gamma \cdot V \cdot \left(z + p/\gamma + v^2/2g - h_r\right) = \gamma \cdot V \cdot H \text{ [N·m]} \quad (4.30)$$

unde: h_r - pierderile de sarcină [m]

H **-** căderea la turbină [m]

Puterea se defineşte ca variația energiei în timp:

$$P_h = dE/dt = d\left(\gamma \cdot VH\right)/dt = \left(dV/dt\right) \cdot \gamma \cdot H \quad (4.31)$$

iar, debitul Q se defineşte ca variația în timp a volumului:

$$Q = \frac{dV}{dt} \qquad (4.32)$$

de unde rezultă relația puterii ca fiind:

$$P_h = \gamma \cdot H \cdot Q \qquad (4.33)$$

Similar cu energia, se poate defini puterea şi în funcție de căderea brută:

$$P_h = \gamma \cdot H \cdot Q = \gamma \cdot H_b \cdot Q \cdot \eta_h \quad [\text{N·m/s}] \qquad (4.34)$$

unde: $\eta_h = 1 - \frac{h_r}{H}$ ***este definit ca*** **randament hidraulic al construcțiilor hidrotehnice**

Transformând în [kW] şi ținând seama că greutatea specifică a apei este 1000 kg/m^3, relația puterii devine:

$$P_h = 9{,}81 \cdot \eta_t \cdot Q \cdot H \text{ [kW]} \qquad (4.35)$$

În cazul agregatelor hidroenergetice, căderea netă a turbinei:

$$H = H_b - h_r = H_b \cdot \eta_h \qquad (4.36)$$

depinde de debitul instalat (Q) sau de puterea la arborele turbinei (P), respectiv la bornele generatorului (P_e)**.** Pornind de la această considerație, puterea la arborele turbinei va fi:

$$P = 9{,}81 \cdot \eta_t \cdot Q \cdot H \text{ [kW]} \qquad (4.37)$$

iar cea la bornele generatorului electric va fi:

$$P_e = 9{,}81 \cdot \eta_t \cdot \eta_e \cdot Q \cdot H \text{ [kW]} \qquad (4.38)$$

unde:P - puterea la arborele turbinei [kW]

P_e **-** puterea la bornele generatorului [kW]

Q **-** debitul [m^3/s]

H **-** căderea netă [m]

η_t **-** randamentul turbinei

η_e - randamentul generatorului

Randamentul turbinei se definește ca:

$$\eta_t = f(Q, H) = \eta_{ht}\eta_V\eta_m \qquad (4.39)$$

$$\eta_{ht} = 1 - \frac{\Sigma h_{rt}}{H} \qquad (4.40)$$

$$\eta_V = 1 - \frac{\Delta Q}{Q} \qquad (4.41)$$

$$\eta_m = 1 - \frac{\Delta P}{P} \qquad (4.42)$$

unde: η_{kt} - randamentul hidraulic al turbinei

η_V - randamentul volumic al turbinei

η_m - randamentul mecanic al turbinei

h_{rt} - pierderile de sarcină în turbină

ΔQ **-** pierderile de debit în turbină

ΔP - pierderile de putere în turbină

În aceste condiții, energia electrică produsă anual de o centrală hidroelectrică va fi:

$$E = \int_0^{8760} P\,dt = 85936 \cdot Q_m \cdot H_m \cdot \eta_{tm} \cdot \eta_{em} \cdot \varepsilon \quad [\text{kWh/an}] \qquad (4.43)$$

unde: Q_m - debitul mediu pe an [m^3/s]

H_m **-** căderea medie pe an [m]

η_{tm} - randamentul mediu pe an al turbinei

η_{em} - randamentul mediu pe an al generatorului

ε - factor de utilizare

Factorul de utilizare (ε) este subunitar şi el se datorează neutilizării integrale a debitului datorita pierderilor prin deversare, prin stavile, vane etc. Se apreciază că ε are

următoarele valori:

ε = 0,95 pentru amenajările cu lacuri de acumulare mari

ε = 0,90 pentru amenajările cu lacuri de acumulare mici

ε = 0,80 pentru amenajările pe firul apei

Turația specifică

Turația specifică *n,* se defineşte ca turația în care o turbină ar lucra cu randamentul maxim la deschiderea completă a aparatului director, la o cădere de l m, având dimensiunile astfel modificate încât să dezvolte o putere de 1CP (=0,736 kW).

Turația specifică, cunoscută şi sub numele de *rapiditate,* se măsoară în [rot/min] şi este definită de relația:

$$n_s = n\frac{P^{1/2}}{H^{5/4}} \quad \text{[rot/min]} \qquad (4.44)$$

unde:*n* - turația turbinei [rot/min]

P **-** puterea turbinei [CP]

H **-** căderea netă [m]

Cu cât turația specifică a turbinei este mai mare, cu atât diametrul rotorului turbinei este mai mic, ele fiind într-o relație de inversproporționalitate. Turația specifică este unul din criteriile de bază în alegerea turbinelor care echipează o amenajare hidroenergetică.

Randamentul turbinelor hidraulice

Curbele teoretice de randament ale principalelor tipuri de turbine hidraulice, sunt prezentate în fig. 4.35.

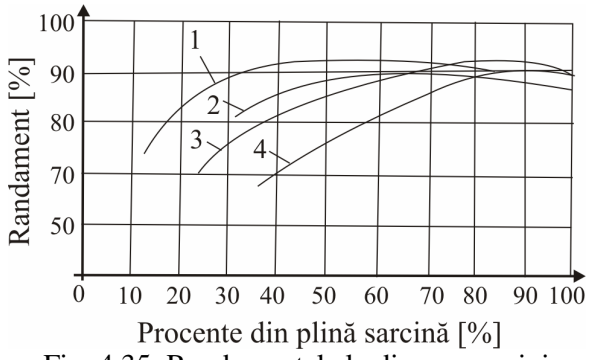


Fig. 4.35. Randamentele la diverse sarcini
1-Kaplan; 2-Pelton; 3-Francis; 4-elicoidale

Experiența a arătat că fiecare tip de turbină are un randament optim într-un domeniu mai strâns decât cel teoretic. De exemplu turbinele cu egală presiune pot avea randamente maxime la căderi foarte mari, inferioare randamentelor la căderi mai mici. De asemenea valorile foarte mari ale turației specifice n_s care se pot realiza la turbinele Kaplan, depind în mare măsură de recuperarea energiei în aspirator, ceea ce se poate obține numai cu unele sacrificii ale randamentului. O asemenea decizie de sacrificare a randamentului este oportună când în condiții de debite mari, puterea maximă produsă la căderi mici este de mare importanță. De asemenea, având în vedere marea capacitate de supraîncărcare a turbinelor Kaplan, o mică scădere a randamentului nu mai are importanță dacă se obține puterea dorită.

Tipuri de turbine

Principalele tipuri de turbine, Pelton, Francis, Kaplan şi bulb sunt prezentate grafic mai jos:

-*Turbina Pelton* transformă întreaga cădere netă *H* în energie cinetică ($v^2/2g$), astfel încât la intrarea şi la ieşirea din rotor, presiunea apei este aceeaşi şi egală cu presiunea atmosferică. Turbinele Pelton se construiesc în mai multe variante:
- cu ax orizontal, cu unul sau două rotoare şi cu 1 sau 2 injectoare pe rotor
- cu ax vertical, cu un singur rotor şi cu 2 până la 6 injectoare

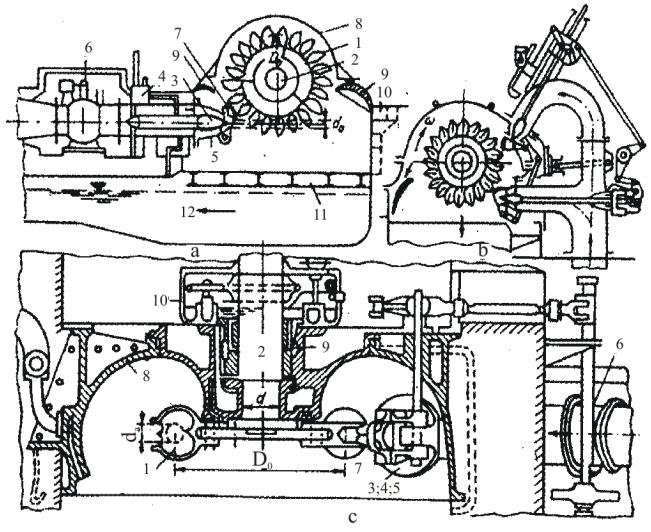


Fig. 4.36. Turbina Pelton
a,b – orizontală; c - verticală

În fig. 4.36.a. este prezentată turbina Pelton monoinjectoare a cărei principale elemente componente sunt:
1 - rotorul cu z cupe pe disc
2 - arborele turbinei
3 - acul injectorului
4 - servomotorul de acţionare a acului injectorului
5 - ajutajul injectorului
6 - vana de admisie a apei
7 - deflectorul care funcţionează ca regulator de presiune pentru limitarea loviturii de berbec
8 - ghidaje de deviere a apei spre canalul de fugă
9 - ghidaje de deviere a apei spre canalul de fugă
10 - batiu;
11 - grătar rar;
12 - canal de fugă.

În fig. 4.36.b. este prezentată turbina Pelton biinjectoare, care are aceleaşi componente ca şi turbina Pelton monoinjectoare, dar cu observaţia că cele două injectoare sunt acţionate sincron.

În fig. 4.36.c. este prezentată turbina Pelton cu ax vertical, care are principalele componente: 1 - rotorul cu z cupe pe disc; 2 - arborele turbinei; 3 - acul injectorului; 4-servomotorul de acţionare a acului injectorului; 5-ajutajul injectorului; 6-vana de admisie a apei; 7-deflectorul care funcţionează ca regulator de presiune pentru limitarea loviturii de berbec; 8 - carcasa batiu; 9-lagărul radial; 10 - carcasa cu pompe de ulei şi anexe.

- *Turbina Francis* sunt turbine care prelucrează preponderent diferenţa de presiune a apei între intrarea şi ieşirea din rotor. Funcţie de rapiditatea n_s ele pot fi lente (n_s <150), normale (n_s = 151 - 250*)* şi rapide *(n_s>250).*

În fig. 4.37.a. sunt prezentate principalele elemente componente ale turbinelor Francis:

1-rotorul turbinei
2-arborele turbinei
3-aparatul director
4-fusele palelor aparatului director
5,6,7-sistemul de reglaj al poziției palelor aparatului director
8-carcasa spirală
9-capacul amonte;
10 -capacul aval;
11 -flanşa aspiratorului;
12-lagărul radial

În fig. 4.37.b. este prezentată *turbina Francis* cu ax vertical cu principalele gabarite (*a*-diametre din conducta-melc de admisie apă, D_i-din zona rotor şi con aspirator).

În fig. 4.37.e. se prezintă o secțiune printr-o centrală hidroelectrică echipată cu turbină Francis: 1 - turbina; 2 - aspiratorul; 3 - vana de admisie a apei în turbină; 4 - cupla între arborele turbinei şi arborele generatorului; 5-generatorul electric; 6-camera de expansiune; 7-batardoul aval; 8-canalul de fugă.

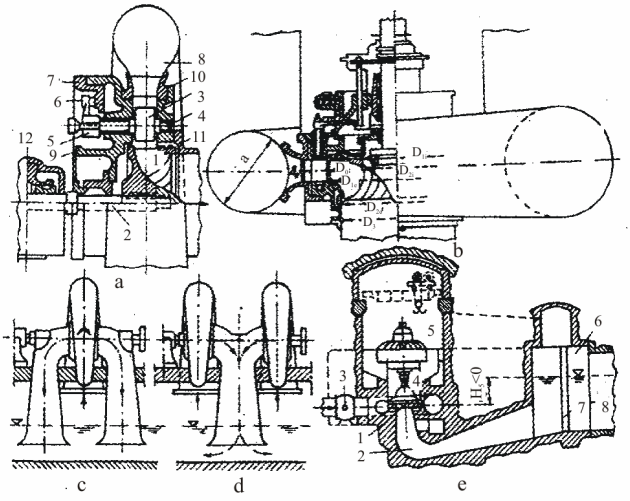


Fig. 4.37. Turbine Francis
a,b,e – simple, c - dublă, d - gemene

- *Turbina Kaplan* sunt turbine elicoidale, asemănătoare cu turbinele Francis în ceea ce priveşte carcasa spirală, aparatul director şi aspiratorul, însă au rotorul fundamental deosebit. La aceste turbine se reglează sincronizat atât poziția palelor aparatului director cât şi poziția palelor rotorului, rezultând o curbă de randament mult aplatizată, fapt ce conferă acestui tip de turbină caracteristici bune de funcționare la sarcini parțiale.

În fig. 4.38.b. se prezintă o secțiune printr-o centrală în care se disting turbina Kaplan (1), camera spirală (2), vana de admisie (3), batardoul amonte (4), aspiratorul (5), batardoul aval (6) şi canalul de fugă (7).

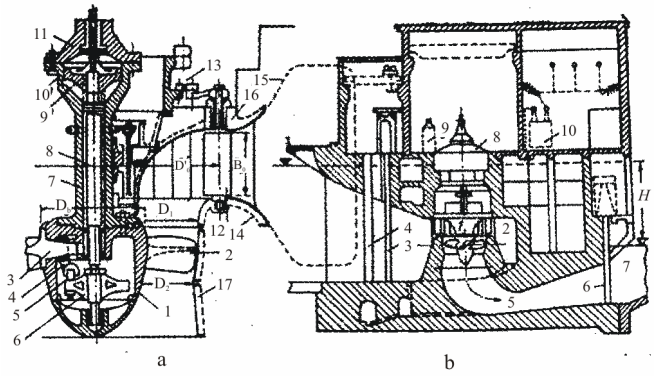
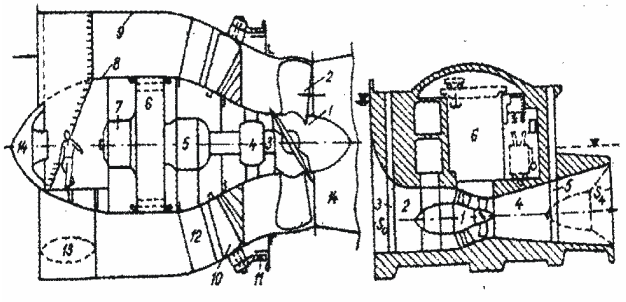


Fig. 4.38. Turbina Kaplan
a - elemente componente, b - secțiune printro CHE

În fig. 4.38.a. se prezintă principalele componente ale turbinei Kaplan:
1 - butucul turbinei; 2 - palele rotorice; 3 - ancorajul în butuc al palelor; 4, 5, 6 - sistemul de reglaj al poziției palelor rotorice; 7 – arborele turbinei (găurit); 8-arborele de reglaj al palelor rotorice; 9 – pistonul servomotorului de reglaj al palelor rotorice; 10-cilindrul servomotorului de reglaj al palelor rotorice; 11-arborele generatorului

- *Turbina bulb* s-a născut din constatarea că la căderi mici, sub 10 m turbinele Kaplan nu mai sunt economice, fiind restrânse la puteri mici şi mijlocii datorită pierderilor mari de sarcină în rotor. Inovația a constat în instalarea turbinei într-un tub orizontal sau puțin înclinat, asemănător unui tub Venturi. Prin aceasta s-a reuşit scăderea pierderilor de sarcină şi creşterea randamentului.



a b

Fig. 4.39. Turbina bulb

a - elemente componente, b - dispoziție generală

În fig. 4.39.b. se prezintă dispoziția generală a turbinei bulb (1) cu confuzorul (2), vana de admisie a apei (3), difuzorul (4), batardoul aval (5) şi sala maşinilor (6).

În fig. 4.39.a. se prezintă principalele componente ale turbinei bulb:
1 - rotor tip Kaplan; 2- palele rotorice; 3 - arbore orizontal; 4,5 - lagăre; 6 - generatorul electric; 7 - excitatoarea; 8 - carcasa bulb; 9 - carcasa exterioară; 10,11 - aparatul director diagonal cu sistemul de reglaj; 12 - palele statorice fixe; 13 - puț de vizitare; 14 - sistem de ventilație.

Criterii de alegere a turbinelor

Turbinele care echipează o centrală hidroelectrică, sunt în general proiectate astfel încât să funcționeze la randament maxim la căderea nominală, care este căderea netă medie anuală. În tabelul 4.17. sunt indicate limitele de cădere şi putere la care sunt utilizate principalele tipuri de turbine.

Din tabelul de mai jos se observă că există practic întrepătrunderi ale domeniilor de funcționare între turbinele Kaplan şi Francis şi între Francis şi Pelton. În domeniul de suprapunere al turbinelor Kaplan şi Francis, în general se adoptă soluția folosirii turbinelor Kaplan până la limita lor maximă de cădere, şi aceasta datorită faptului că la o turație specifică mare, turbinele Francis au randamente scăzute la sarcini parțiale.

Tabelul 4.17.

Limite de putere şi cădere pentru turbine

Căderea netă, [m]	Tip turbină	Dispoziție	Putere	Observații
< 60	Kaplan	verticală	toate	s-au construit până la15OMW
25 – 180	Francis Francis	verticală orizontală	mare medie	s-au construit până la 270 MW cu randament redus
180 – 450	Francis Francis Pelton	verticală orizontală orizontală	toate medie mică	Obişnuită rar utilizată randament redus

> 250	Pelton Pelton	orizontală verticală	toate mare	Până la H=l 750 m rar folosită

În domeniul de suprapunere al turbinelor Francis şi Pelton, la ora actuală există două tendințe: europeană şi americană. Tendința europeană înclină spre folosirea turbinelor Francis până la căderi de 450 - 500 m, şi are la bază randamentul superior cu 1 - 2% al turbinelor Francis în acest domeniu de căderi; folosirea acestui tip de turbine la căderi atât de mari creează probleme de natură mecanică.

Tendința americană înclină spre folosirea turbinelor Pelton pentru orice căderi mai mari de 300 m, având în vedere elasticitatea lor în exploatare, dar cu suportarea unor costuri suplimentare rezultate din costul turbinei şi al generatorului (datorită turațiilor mai reduse la căderi mici a turbinelor Pelton cresc diametrul turbinei şi al generatorului).

Trecând în revistă ofertele firmelor cu tradiție în domeniul maşinilor hidraulice, se pot da diagrame sintetice privind domeniul de utilizare curentă al diverselor tipuri de rotoare în planul [H(m), Q(mc/s)], fig. 4.40., [15].

Pentru aplicația delicată a folosirii aceluiaşi rotor indiferent de regimul utilizat de *turbinare* sau *pompare* în cazul unei CHEAP, pe lângă condițiile favorabile de traseu hidraulic şi rețea electroenergetică de racord, sunt necesare rotoare reversibile speciale, ca cele din fig. 4.41., [16, p.18].

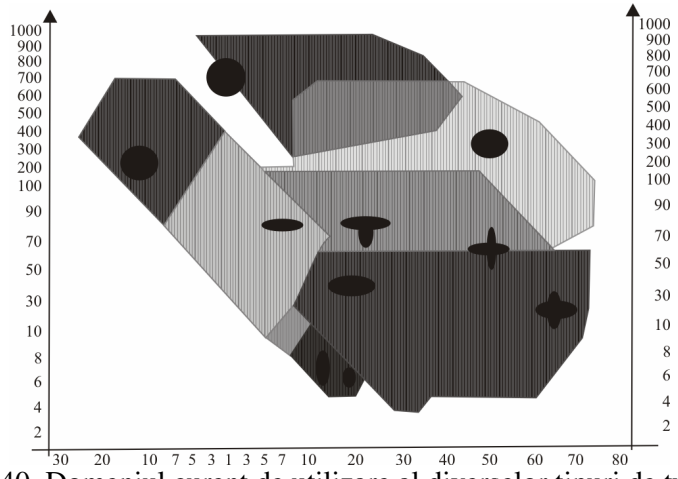


Fig. 4.40. Domeniul curent de utilizare al diverselor tipuri de turbine.

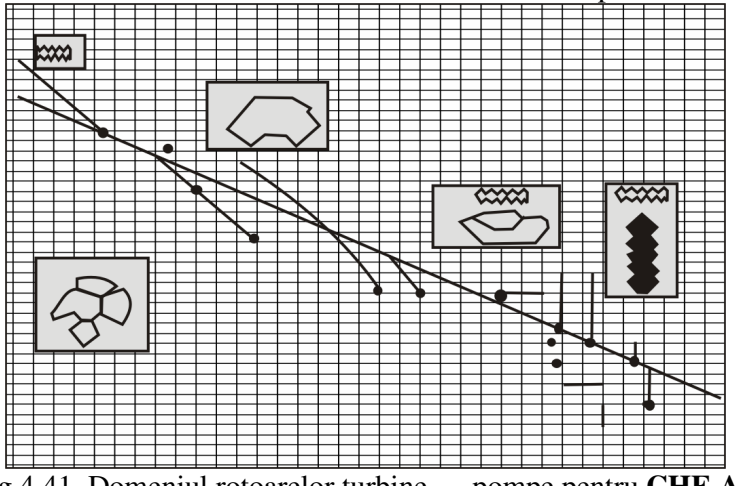


Fig 4.41. Domeniul rotoarelor turbine — pompe pentru **CHE AP**

5. SCHEME ELECTRICE DE COMUTAȚIE ALE CENTRALELOR ŞI STAȚIILOR ELECTRICE

5.1.1. DEFINIȚIE, CLASIFICARE.

Stațiile electrice pot fi privite drept noduri electrice în care se injectează sau se consumă energie printr-o serie de derivații electrice, de circuite.

Stația electrică este formată dintr-un ansamblu de circuite dispuse ordonat într-un spațiu determinat, iar nodul electric apare extins în spațiu sub forma barelor colectoare.

Instalațiile electrice dintr-o stație sunt denumite şi instalații de comutație deoarece prezintă posibilități de conectare sau deconectare a diferitelor circuite de derivație aferente.

a. După modul de participare la tranzitul de energie, instalațiile electrice se împart în:

a.1. Instalațiile principale sau *primare*, care participă direct la tranzitul de energie, proiectate pentru valori ridicate de tensiune şi curent: generatoare, transformatoare, aparate de comutație.

a.2. Instalații secundare care deşi nu iau parte direct la tranzitul şi distribuția energiei sunt de mare ajutor în dialogul direct între operatorul uman şi elementele de circuit primar. Servesc pentru măsură, comandă, semnalizare, protecție, automatizare şi comportă scheme mai complicate față de instalațiile primare. Sunt instalații de joasă tensiune şi se alimentează în general de la surse speciale ($U_{alim.} \leq 220$ V).

b. După modul de reprezentare prin scheme, instalațiile electrice de comutație pot avea:

b.1. Scheme monofilare principale în care se indică numai aparatele mai importante, cu legătura dintre ele şi generatoare, transformatoare etc.

b.2. Scheme monofilare complete (propriu-zise) specifică în plus toate aparatele de comutație, de măsură, de automatizare şi tipul acestor aparate.

b.3. Schemele trifilare sunt necesare când există diferențe de aparataj între cele trei faze (de exemplu în tracțiunea electrică feroviară: 25 kV). Se folosesc mai rar, de obicei instalațiile electrice trifazate reproduc acelaşi sortiment de aparate pe fiecare fază. Micile diferențe care apar de la o fază la alta se specifică pe schema monofilară acolo unde este nevoie.

c. După numărul barelor colectoare (0, 1, 2, 3), schemele se împart în două categorii şi anume: scheme fără bare colectoare şi scheme cu bare colectoare, acestea din urmă se subdivid în scheme cu 1, 2, 3 bare colectoare cu sau fără posibilități de ocolire a întreruptoarelor circuitelor aferente etc.

5.1.2. CRITERIILE DE SELECTARE

Criteriile avute în vedere la alegerea unei scheme de comutație electrică, sunt de natură tehnico-economică. în acest sens se ține seama de:

a. Condițiile concrete de funcționare ale sistemului electroenergetic în punctul respectiv, se referă la tensiunile necesare, circulațiile de curenți în diverse regimuri, puterile şi curenții de scurtcircuit, necesitățile de secționare pentru izolarea anumitor consumatori, condițiile legate de comportarea în timpul avariilor, posibilitățile de extindere (elasticitate în timp), prevederea de instalații de reglaj etc.

b. Caracteristicile consumatorilor alimentați, referitoare la siguranța în funcționare a acestor consumatori. Astfel, consumatorii se pot clasifica în trei categorii. Consumatorii de categoria I-a sunt cei mai pretenționoşi; aici o întrerupere în alimentarea cu energie electrică poate duce la pierderi de vieți omeneşti şi importante pagube materiale ca de exemplu în industria minieră, chimică, spitale etc. Întreruperea alimentării consumatorilor de categoria a-

II-a se soldează în general cu mari pagube materiale, de exemplu în cazul industriei textile etc. În fine, categoria a-III-a reuneşte toţi consumatorii mai puţin importanţi a căror oprire nu conduce la pagube însemnate, cum ar fi în cazul consumatorilor electrocasnici etc.

În afară de siguranţa în funcţionare, în conceperea schemelor din punctul de vedere al consumatorilor alimentaţi, se ţine cont şi de posibilităţile de realizare a mai multor căi de alimentare, de limitarea efectelor unei avarii prin transformarea facilă a schemei şi izolarea zonelor avariate şi înlocuirea în scurt timp a aparatajului avariat, de necesitatea atenuării şocurilor de putere asupra altor consumatori ori centrale electrice apropiate etc.

c. Caracteristicile aparatului folosit afectează sensibil structura schemei. Uneori asemenea modificări ale schemei se fac după darea în funcţionare a staţiei, ca urmare a experienţei de exploatare.

d. Condiţiile de exploatare. Acestea se referă la forma terenului, faptul că acesta este limitat sau în pantă, poate influenţa considerabil alegerea schemei. În plus se ţine cont şi de prezenţa factorilor poluanţi în zonă, de faptul că schema trebuie să permită în condiţiile concrete de exploatare o izolare rapidă a elementelor deteriorate.

e. Criteriul economicităţii este cel care în final va decide între mai multe variante de scheme electrice judicios selectate pe baza factorilor de mai sus. Este introdus prin intermediul unui *indicator tip de eficienţă economică*, de exemplu prin indicatorul Z al cheltuielilor anuale minime de calcul, care reflectă sintetic cantitatea de muncă socială cheltuită în cazul schemei alese, astfel:

$$Z = (C + D) + p_n \cdot I$$

în care: C – sunt cheltuielile anuale datorate reviziilor, reparaţiilor, salariilor, consumului propriu tehnologic, pierderilor de energie în transformare, impozite, asigurări etc.;

D - reprezintă costul energiei nelivrate anual datorită întreruperilor planificate sau accidentale (daune de continuitate) la care se adaugă penalizările pentru abaterile de la valorile nominale a parametrilor de calitate a energiei electrice, în special frecvenţă şi tensiune (daunele de calitate);

I - investiţia efectuată;

p_n - termenul normat de recuperare a investiţiei, de regulă pentru energetică, este de minimum 10 %.

Soluţia optimă din cele luate în discuţie este aceea pentru care Z = minim. Analizând expresia de mai sus a lui Z se vede că termenul $(C + D)$ reflectă preţul de cost al energiei, iar $p_n \cdot I$ beneficiul minim care se aşteaptă de la investiţia I făcută în cazul variantei de schemă luată în discuţie.

Natural, o schemă este bine să fie ieftină (I redus) dar fiind prea simplă va conduce la daune de continuitate exagerate. Soluţia optimă reprezintă deci compromisul optim între volumul investiţiilor, cheltuielilor anuale, daunele medii probabile; deci, indicatorul Z = *minim* reflectă şi principalele dezavantaje tehnice fiind un indicator global, sintetic.

5.1.3. APARATAJUL DE COMUTAŢIE FOLOSIT

În categoria aparatelor de comutaţie intră în principal întreruptorul, siguranţa fuzibilă, separatorul de sarcină, separatorul obişnuit.

Un circuit electric sub tensiune şi curent nu poate fi întrerupt decât de unul din primele trei aparate. Întreruptorul este aparatul specializat pentru stabilirea sau întreruperea circuitului sub sarcină în regim normal sau în regim de scurtcircuit, este aparatul care oferă elasticitatea maximă în manevrarea unui circuit. Este echipat cu camere de stingere a circuitului electric. Siguranţa fuzibilă poate realiza deconectarea automată a circuitului extrem de rapid, ceea ce poate conduce la supratensiuni periculoase. Din acest motiv folosirea siguranţei de înaltă tensiune este limitată la maximum 35 kV. Reluarea funcţionării necesită

înlocuirea siguranței de către personalul de exploatare deci este mai puțin elastică în comparație cu întreruptorul în manevrarea unui circuit electric.

Deoarece întreruptoarele sunt aparate relativ costisitoare s-a încercat înlocuirea lor în anumite situații, cum ar fi cazul stațiilor de distribuție de 6 - 20 kV, cu separatoare de sarcină. Acestea pot deconecta curenții nominali ai circuitelor respective şi se pot chiar conecta pe scurtcircuit. Nu pot însă deconecta curenții de scurtcircuit. Uneori se combină un separator de sarcină cu o siguranță fuzibilă spre a forma o unitate constructivă.

În fine, separatorul obişnuit se poate manevra, în general, numai sub tensiune nu şi sub curent. De obicei un circuit conține înseriate un întreruptor şi unul sau mai multe separatoare. Rezultă că la conectare primul care se manevrează este întreruptorul, iar la conectare acesta va fi ultimul care se manevrează.

Prevederea aparatajului de comutație pe circuitele electrice de înaltă tensiune ale stației trebuie judicios argumentată pentru fiecare aparat în parte. Aceasta deoarece cu un număr insuficient de aparate exploatarea normală nu este posibilă. Contrar, un număr exagerat de aparate pe lângă faptul că sporeşte investiția suplimentară, este de natură să diminueze siguranța schemei deoarece fiecare aparat în plus reprezintă o sursă probabilă de defect.

5.1.4. SCHEMA CU BARE COLECTOARE SIMPLE

Se observă că bara colectoare apare ca un nod electric dilatat dispusă transversal pe direcția circuitelor aferente de linie, transformator etc., permite exploatarea normală a stației.

Denumirea este legată de faptul că aici se colectează energia de la circuitele de injecție (bunăoară transformatoarele T_1 şi T_2) redistribuindu-se apoi de exemplu pe linii, ca în fig. 5.1.

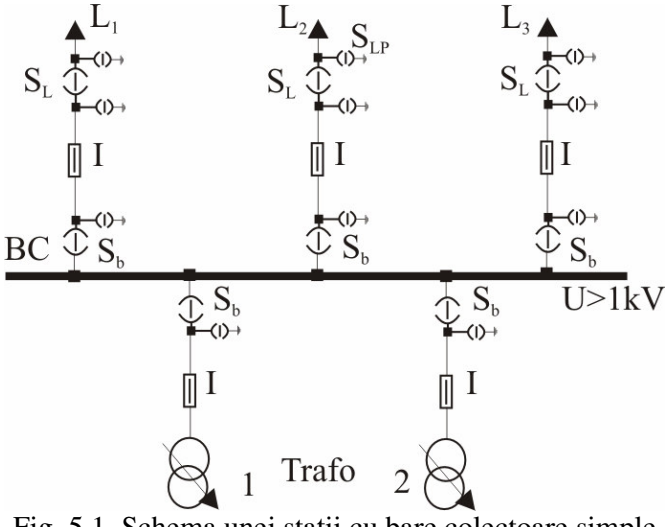


Fig. 5.1. Schema unei stații cu bare colectoare simple

Separatoarele au rolul de a izola întreruptorul după ce acesta a fost deschis, în vederea reviziilor, reparațiilor. Separatoarele de legare la pământ se închid atunci când linia urmează să fie scoasă în revizie, reparație. Deoarece normele de tehnica securității şi protecției personalului prevăd scurtcircuitarea căilor de acces ale tensiunii în punctul de lucru, la tensiuni foarte înalte se preferă folosirea cuțitelor de legare la pământ ale separatoarelor în loc de scurtcircuitoarele mobile ancombrate. În acest fel întreruptorul poate apare încadrat de doua cuțite de lagăre la pământ ca în cazul circuitului liniei L_2

De obicei, prin deschiderea lui I_T, transformatorul nu rămâne sub tensiune ci se deconectează şi din partea opusă stației în discuție. În acest fel, nu mai este necesară prevederea unui separator între I_T şi transformator. Idem pentru circuitul de generator, care

odată deconectat prin întreruptor este oprit şi deci bara colectoare reprezintă singurul punct de unde întreruptorul ar putea primi tensiune.

În cazul liniilor electrice situaţia este întrucâtva diferită deoarece se poate primi tensiune de la capătul opus sau chiar după ce s-a deconectat de la capătul opus, linia poate rămâne încărcată capacitiv ori poate fi lovită de trăsnet - este necesară prevederea separatorului de linie S_1.

Succesiunea manevrelor în timp la conectarea şi deconectarea unui circuit de linie, de exemplu se poate indica ca ajutorul unor diagrame de forma următoare:

D	**S_{1p}**			
I		S_b	S_l	I

(conectare)

Înainte de începerea manevrelor se anunţă telefonic şi staţia de la capăt al liniei unde este foarte probabil ca de asemenea un separator de legare la pământ să fie închis, dacă linia a fost în revizie.

D	I	S_l	S_b	
I				**S_{1p}**

(deconectare)

Dacă linia urmează să fie scoasă în revizie/reparaţie, atunci se face cunoscută telefonic această intervenţie, personalului staţiei de la celălalt capăt al liniei unde de asemenea se vor face aceleaşi manevre. Numai după confirmarea telefonică primită din staţia vecină se va putea în sfârşit închide separatorul S_{1p}, altminteri riscăm un veritabil scurtcircuit.

Ordinea de manevrare $S_{1/}$ S_b nu este întâmplătoare. În eventualitatea puţin probabilă, dar posibilă, ca întreruptorul să nu fi acţionat efectiv deşi se indică efectuarea manevrei de către dispozitivele de semnalizare, se preferă distrugerea separatorului S_1, şi nu a lui S_b.

Deteriorarea lui S_b ar putea scoate din funcţiune staţia un timp mai îndelungat, toate circuitele racordate la bară, fără excepţie, rămânând nealimentate. În schimb deteriorarea lui S_1 scoate din funcţiune cel mai probabil doar circuitul care-l echipează.

La joasă tensiune ($U \leq$ 1 kV) schema este folosită pe scară largă. Consumatorii mai puţin importanţi sunt racordaţi direct prin siguranţe. Consumatorii mai importanţi care necesită un grad sporit de elasticitate în manevrare sunt racordaţi prin întreruptoare automate IA (întreruptoare de gabarit redus care încorporează de regulă dispozitivul de acţionare şi protecţia aferentă), arareori justificându-se şi un separator de bară S_b, fig. 5.2.

Avantajele schemei: Schema cu un sistem de bare colectoare se remarcă printr-un volum minim de investiţii şi de spaţiu ocupat în raport cu alte scheme la un număr echivalent de circuite.

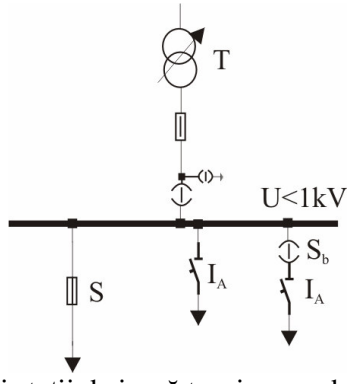


Fig.5.2. Schema unei staţii de joasă tensiune cu bare colectoare simple

Numărul redus de aparate de comutaţie (mai puţine surse probabile de defect) la care se adaugă claritatea deosebită a schemei şi faptul că separatoarele se manevrează întotdeauna

fără sarcină a făcut ca numărul greşelilor de manevră în exploatarea acestei scheme să fie minime. De asemenea schema protecţiei prin relee este substanţial simplificată.

Toate aceste avantaje au făcut uneori ca schema cu o bară colectoare să fie preferată altor scheme mai complicate. [1].

Dezavantaje:

1. Simplitatea remarcabilă a schemei atrage după sine şi anumite consecinţe nedorite. Astfel, cu ocazia reviziei sau avariei unicei bare colectoare sau a oricăruia dintre separatoarele de bare, întreaga staţie este scoasă din funcţiune. Reluarea funcţionării are loc numai după terminarea reviziei sau defectului sus menţionat.

2. Pe timpul reviziei oricărui întreruptor, circuitul respectiv nu mai poate participa la tranzitul de energie.

În consecinţă schema se remarcă printr-un grad de elasticitate redus servind în general pentru alimentarea consumatorilor de categoria a-III-a de la o singură sursă de putere modestă. U_n caz de excepţie îl constituie alimentarea serviciilor interne ale C.T.E. dar acolo există o bară colectoare de lucru şi una de rezervă, în general.

Pentru înlăturarea celor două dezavantaje sunt prezentate în continuare anumite îmbunătăţiri care se pot aduce schemei cu un singur sistem de bare colectoare.

Secţionarea barelor colectoare

Se foloseşte pentru a compensa primul dezavantaj al schemei menţionate mai sus. Secţionarea longitudinală a barei colectoare în două secţii de bare colectoare (SBC 1.2), se face cu unul, cu. două separatoare sau cu o cuplă longitudinală în funcţie de gradul de elasticitate dorit, fig. 5.3.a,b,c.

Revizia secţiilor de bare se face pe rând prin deconectarea prealabilă a circuitelor aferente secţiei respective şi a separatorului S_{c1}; doar revizia separatorului S_{c1} implică scoaterea din funcţiune a întregii bare colectoare, fig. 5.3.a. Acest ultim dezavantaj se poate remedia prin înserierea a două separatoare de cuplă longitudinală ca în fig. 5.3.b, când revizia unei secţii de bare se extinde şi la separatorul de cuplă alăturat, celălalt separator de cuplă fiind deschis. Secţionarea longitudinală cu separatoare realizează totuşi un grad de elasticitate modest , caracterizat prin aceea că orice defect pe una din secţiile de bare conduce la declanşarea întregii staţii, funcţionarea secţiei neavariate fiind reluată după izolarea secţiei defecte prin deschiderea cuplei.

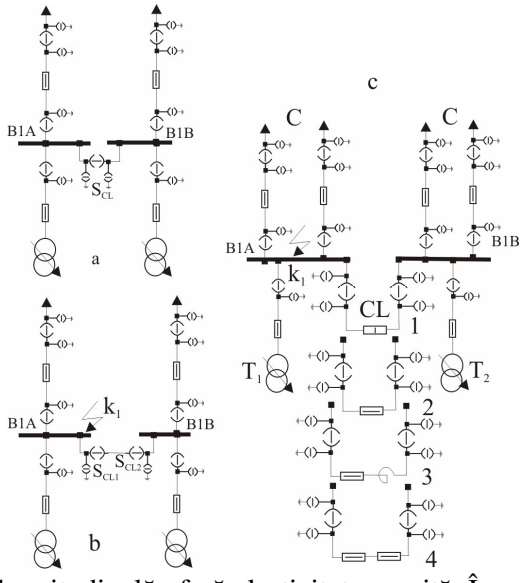


Fig. 5.3 Secţionarea longitudinală

Prezenţa întreruptorului de cuplă longitudinală oferă elasticitate sporită. În regimul de funcţionare cu cuplă închisă, varianta (1)

în fig. 5.3.c, este evident avantajul că în cazul unui defect pe una din secţii cealaltă secţie de bare îşi continuă neîntreruptă funcţionarea prin declanşarea întreruptorului cuplei.

În regimul de funcţionare cu cupla normal deschisă pentru limitarea curenţilor de scurtcircuit, varianta (2), staţia este în general alimentată de la două surse diferite, fie acestea transformatoarele T_1, şi T_2, iar acţionarea întreruptorului cuplei este supravegheată de automatizarea AAR (anclanşarea automată a rezervei), astfel: cu ocazia defectării unui transformator, întreruptorul său deconectează şi după o scurtă pauză de timp în care secţia de bare aferentă rămâne nealimentată, anclanşează întreruptorul cuplei longitudinale, secţia întreruptă reluându-şi funcţionarea de la transformatorul rămas care preia toată sarcina staţiei.

Transformatoarele se aleg astfel încât să admită suprasarcini (de circa 30%). Anterior, cupla era în rezervă caldă având separatoarele închise.

Uneori din motive de limitare a plafonului curenţilor de scurtcircuit pe bară, cupla include şi un reactor (varianta 3, fig. 5.3.c).

În fine, în cazuri rare când se doreşte o elasticitate şi o siguranţă sporită a circuitului de cuplă, se înseriază două întreruptoare, (varianta 4, fig. 5.3.c). [1]

Această schemă electrică de conexiuni a căpătat o largă răspândire mai ales la 6 - 20 kV. Bara executată de obicei din ţeavă de aluminiu contribuie şi mai mult la reducerea cheltuielilor de întreţinere ale staţiei electrice.

Schema cu o bară colectoare şi o bară de ocolire (1 BC + BOc)

Introducerea barei de ocolire şi a circuitului de cuplă de ocolire se face pentru înlăturarea celui de al doilea dezavantaj al schemelor de comutaţie cu bare colectoare simple (vezi subcapitolul 5.4.)

În fig. 5.4.a. se prezintă o schemă de conexiune a unei staţiei din laborator.

Se oferă posibilitatea scoaterii în revizie-reparaţie a oricărui întreruptor din instalaţie fără sacrificarea continuităţii în alimentare, prin inserarea cuplei de ocolire. Astfel pentru linia L_3 de exemplu, se creează o a doua cale de alimentare "ocolită", desenată punctat în fig. 5.4., prin închiderea cuplei şi a separatorului de ocolire aferent liniei, S_{OC} L_3.
Întreruptorul I_{L3} urmează să fie scos în revizie-reparaţie, locul lui fiind luat acum de I_{co}.

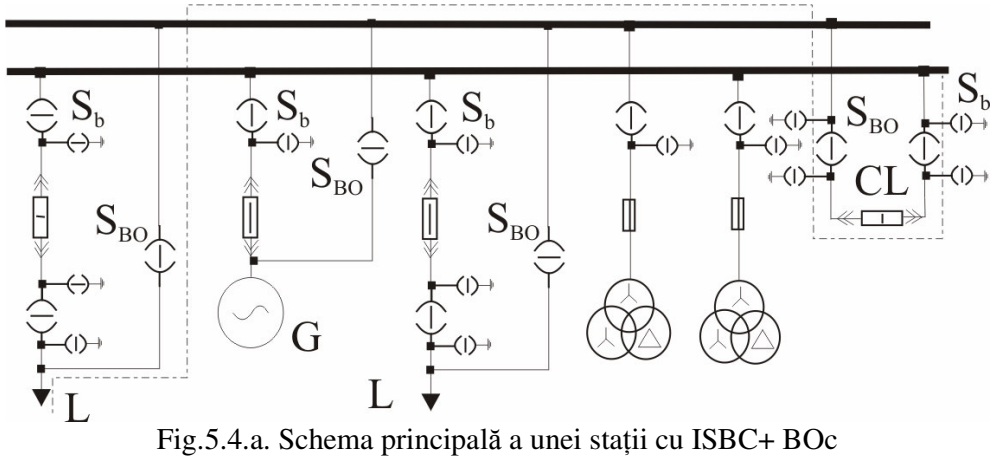


Fig.5.4.a. Schema principală a unei staţii cu ISBC+ BOc

Diagrama de manevrare pentru acest exemplu este:

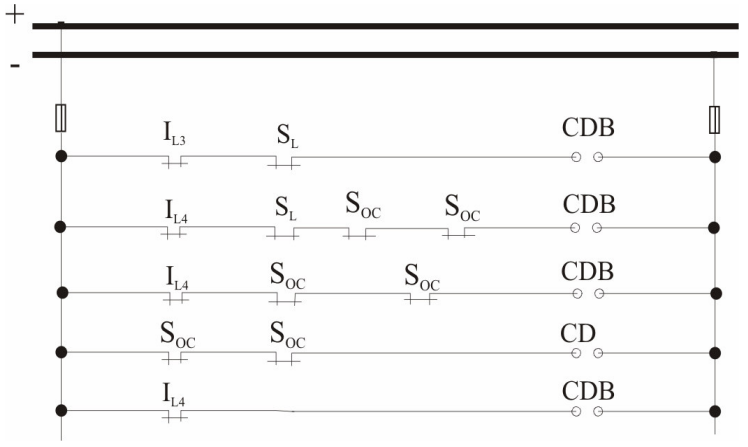
I	$S_{C\,OC}$	S_{Cb}	I_{CO}	$S_{OC\,L3}$	I_{CO}

D | I_{CO} I_{L3} S_{bL3}

Testarea pasageră cu I_{co} a barei de ocolire în cazul în care L_3 este deja în funcțiune pare o manevră complicată inutil. Ea este însă necesară în cazul în care pornind de la starea operativ inițială în care linia L_3 era deconectată prin I_{L3} deschis, închiderea separatorului S_{OCL3} ar avea loc în sarcină dacă I_{CO} nu ar fi deschis (calea normală prin I_{L3} fiind întreruptă).

Deoarece schemele de circuite secundare trebuie să permită numai manevre în siguranță pentru orice configurație a schemei primare, s-a ales soluția de mai sus.

Se dau în fig. 5.4.b., schemele principale de circuite secundare de blocaj ale separatoarelor din stația luată ca exemplu.



Barete de cc 220V

Siguranțe de cc

Separator bară-linie
Separator ocolire-linie

Separator ocolire-generator
Separator de legătură la pământ

Separator de cuplă

Fig.5.4.b. Schema de circuite secundare de blocaj a unei stații

Ocolirea tuturor circuitelor nu este necesară. De regulă se ocolesc întreruptoarele de pe linii în timp ce ocolirea circuitelor de generator nu este o regulă obligatorie.

Aceasta şi pentru motivul că circuitul cuplei de ocolire urmează a se înseria cu oricare din circuitul stației pentru care a fost prevăzută posibilitatea ocolirii şi deci circuitul de cuplă trebuie să fie calibrat la nivelul celui mai încărcat dintre aceste circuite.

5.1.5. SCHEMA CU BARE COLECTOARE DUBLE

Este schema care a căpătat o largă răspândire în instalațiile de comutație electromagnetice de unde se alimentează consumatorii cei mai importanți. În comparație cu schema cu sistem simplu de bare, schema cu dublu sistem de bare colectoare oferă un grad de elasticitate sporită plus posibilitatea racordării circuitelor aferente la oricare din cele două noduri electrice (bare colectoare). Cel mai des întâlnite sunt schemele cu bare duble şi un întreruptor pe circuit, dar s-au construit şi stații cu dublu sistem de bare la care unui circuit racordat îi revine mai mult de un întreruptor [2-6].

Schema electrică cu dublu sistem de bare colectoare şi un întreruptor pe circuit

Fiecare circuit se racordează la sistemul dublu de bare colectoare prin intermediul întreruptorului şi a două separatoare de bare fig. 5.5.

Există două versiuni primare ale schemei cu bare duble, funcție de amplasarea pe teren.

În prima versiune, fig. 5.5., stația realizată ocupă prost terenul care prin extinderea stației îşi măreşte repede dimensiunea paralelă cu BC.

În varianta din fig. 5.6., terenul este bine ocupat, cu condiția să existe plecări în ambele direcții. Stația este mai compactă.

Schema oferă două posibilități de funcționare în regim normal.

1. Toate circuitele se racordează la un singur sistem de bare (sistem de bare de lucru) al doilea sistem fiind liber - în rezervă caldă menținut sub tensiune prin intermediul circuitului cu cuplă transversală CT. Funcționarea în acest regim prezintă avantajul că în cazul apariției unui scurtcircuit pe bara de lucru se întrerupe alimentarea tuturor circuitelor ca şi la schema cu un sistem de bare, dar spre deosebire de acesta, aici prin trecerea circuitelor pe sistemul de rezervă, această întrerupere este de scurtă durată. De asemenea dacă se iveşte necesitatea unei revizii-reparații la bara de lucru, se trec toate circuitele pe bara de rezervă, se scoate de sub tensiune bara de lucru. Există spațiu suficient între cele două sisteme de bare pentru ca echipa să poată lucra la sistemul de lucru cu celălalt sistem sub tensiune (în instalațiile de tip interior se prevede chiar un perete de izolare între cele două sisteme cu bare ,după cum se poate observa şi în laborator .

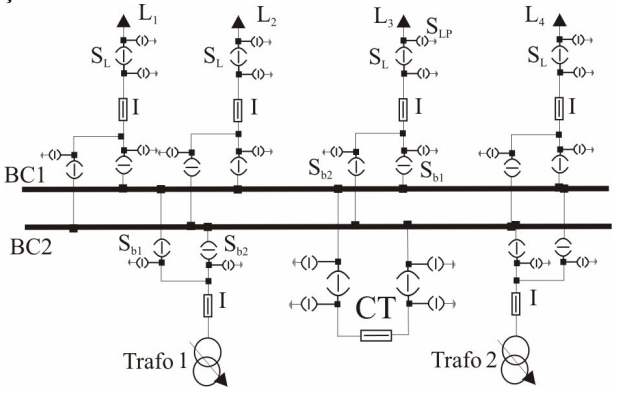


Fig. 5.5. Schemă cu bare colectoare duble - amplasament extins

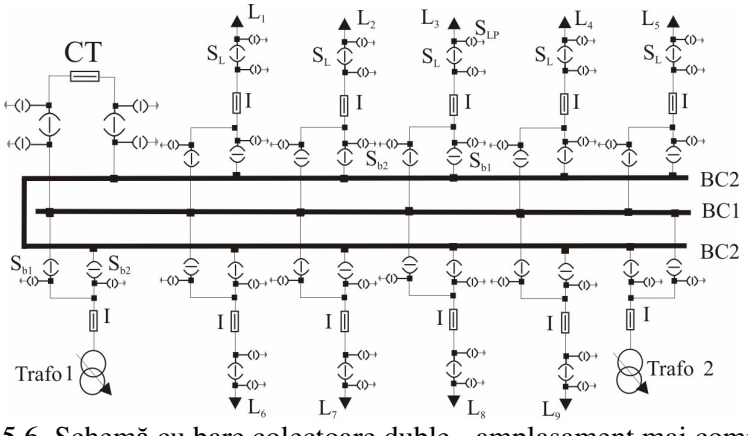


Fig. 5.6. Schemă cu bare colectoare duble - amplasament mai compact

2. Instalația funcționează, de regulă, cu consumatorii şi sursele repartizate pe cele două sisteme de bare colectoare cu cupla transversală închisă sau deschisă. Deoarece în sistemul energetic apar uneori dificultăți în legătură cu reducerea nivelului curenților de scurtcircuit, punctele de dispecer selectează adesea regimuri de funcționare cu sursele de alimentare şi consumatori împărțiți pe cele două bare colectoare, cupla transversală fiind deschisă.

Prin comparație cu schema unui sistem simplu de bare secționat longitudinal care prezintă o repartiție fixă pe secții a circuitelor aferente stației (aşa numita secționare "rigidă"), schema cu bare colectoare duble poate fi privită ca rezultat al secționării "elastice" al unui sistem simplu de bare prin cupla transversală în două secții de bare alăturat în aşa fel încât se

oferă posibilitatea de a racorda circuitele la oricare din cele două secţii prin jocul de separatoare.

Rezultă avantaje semnificative. Revizia barelor colectoare se face pe rând, circuitele barei în revizie fiind transferate barei în funcţiune. Cu ocazia avarierii unui sistem de bare, circuitele se trec pe sistemul rămas sub tensiune, funcţionarea continuă fiind întreruptă pentru un scurt timp necesar manevrelor de transfer. Prin faptul că ambele bare sunt sub tensiune, există certitudinea unei funcţionări corecte. În fine sursele pot alimenta orice consumatori, graţie posibilităţilor sporite de funcţionare elastică.

Circuitul cuplei transversale si rolurile sale

Rolurile cuplei transversale pot fi prezentate sub formă, condensată, astfel:

a. Permite trecerea circuitelor de pe un sistem de bare colectoare pe altul fără întreruperea circuitului respectiv.

b. Serveşte pentru controlul integrităţii sistemelor de bare colectoare după revizia acestora.

c. Se poate substitui oricărui întreruptor din instalaţie care este defect sau urmează a fi scos în revizie.

Circuitul cuplei transversale trebuie calibrat corespunzător celei mai mari puteri care ar putea fi transferată de pe un sistem de bare colectoare pe celălalt [2] ţinând cont de regimurile de funcţionare posibile cu cupla deschisă. De asemenea, întreruptorul cuplei trebuie să aibă capacitatea de rupere la nivelul celui mai solicitat circuit, ţinând cont de funcţionarea (c) de mai sus. Şi aici ca şi în cazul secţionării rigide, un defect la întreruptorul de cuplă scoate din funcţiune ambele sisteme de bare colectoare, funcţionarea reluând-se după intervalul de timp necesar pentru efectuarea manevrelor respective cu separatoarele de bare. Iată deci că prezenţa cuplei poate induce şi pericolul scoaterii din funcţiune a ambelor bare colectoare, deci a întregii staţii, ce-i drept cu o probabilitate redusă deoarece realizarea fizică a acestui circuit de face cu multă atenţie.

a. Trecerea unui circuit de pe o bară pe alta se face conform diagramei de succesiune în timp exemplificată mai jos pentru cazul liniei L_1 racordată la bara colectoare BC_1, din fig. 5.6

Î	S_{C1} S_{C2} I_C S_{b2}
D	S_{b1} I_C S_{C1} S_{C2}

Se observă că manevra de schimbare a barei colectoare cu menţinerea funcţionării implică trei etape şi anume:

1. închiderea cuplei şi deci punerea în paralel a celor două sisteme de bare cu controlul prealabil al sincronismului;

2.comutarea separatoarelor de bară şi revenirea la funcţionarea cu cuplă deschisă.

Pentru a evita manevrarea separatoarelor sub curent numai pe timpul scurt al etapei a doua, se conectează protecţia cuplei transversale;

Experienţa exploatării staţiilor cu scheme de conexiuni mai dezvoltate a relevat oportunitatea introducerii unor blocaje în manevrarea greşită a separatoarelor. Este evident că manevrarea separatorului de linie trebuie să ţină cont de poziţia întreruptorului.

Manevrarea unui separator de bare însă, trebuie să ţină seama în plus de starea cuplei şi de însuşi poziţia celuilalt separator de bară şi de aceea manevra se apreciază a fi mai delicată, putând duce la grave erori, căci operaţiile din secvenţa a doua nu sunt comutative, secvenţa a doua înaintea primeia (punerea în paralel a barelor prin separatoarele de bară, iniţial) etc.

În acest sens toate separatoarele sunt prevăzute cu blocaj de tip electromagnetic; pentru a acţiona un separator mai întâi se procedează la deblocarea sa cu o cheie electromagnetică - de fapt un solenoid ce urmează să deblocheze separatorul dacă condiţiile logice pentru acţionare sunt îndeplinite. În caz afirmativ se primeşte alimentarea la priza de deblocare. Tensiunea continuă se aduce la cheia de deblocare cu ajutorul circuitelor secundare ţinând seama de o logică simplă a bloc-contactelor auxiliare aferente aparatelor din circuitul primar.

Aceste bloc-contacte sunt de tip normal închis sau normal deschis, corelarea fiind făcută pentru poziţia deschis a aparatului din circuitul primar. Cu alte cuvinte aceste contacte sunt efectiv realizate, aşa cum sunt reprezentate, pentru poziţia deschis a aparatului cu care sunt corelate.

Schema de blocaj electromagnetic se alimentează de la: două barete de c.c. (± 220 V) prin siguranţe fuzibile, iar a treia baretă de blocaj BB este necesară pentru a limita numărul contactelor auxiliare aferente aparatelor primare ale cuplei. Schema este prezentată în fig. 5.7., iar o comentare mai amănunţită este dată în lucrarea [3].

În ultimul timp însă, staţiile moderne dispun de personal cu calificare bună ceea ce justifică renunţarea la schemele de blocaj.

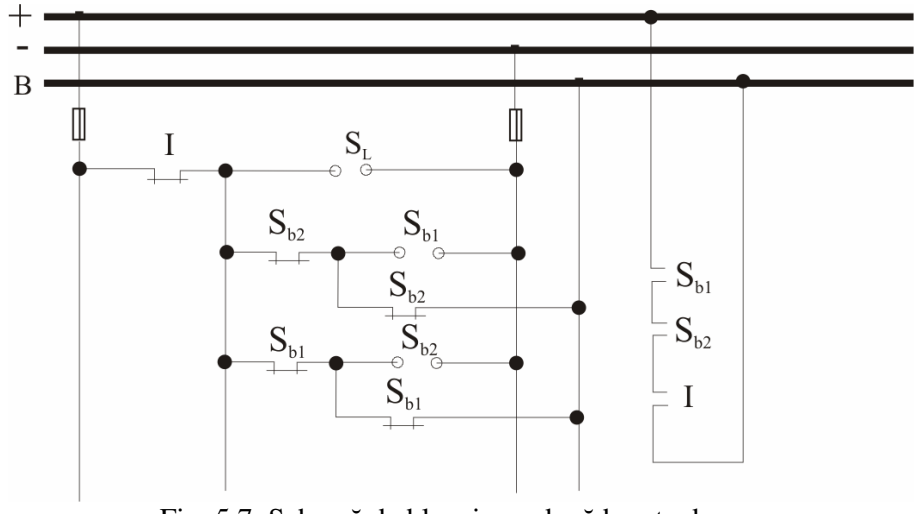


Fig. 5.7. Schemă de blocaje cu două barete de c.c.

b. Controlul integrităţii barelor colectoare se face de regulă la terminarea reviziei. Orice scurtcircuit pe această bară duce la deconectarea instantanee a întreruptorului cuplei acţionat de protecţia sa prin relee care a fost expres reglată să funcţioneze fără reţinere de timp, indicând că revizia trebuie reluată şi remediate eventualele defecţiuni. În cazul în care cupla nu declanşează înseamnă că este asigurată integritatea barei colectoare şi se poate conta pe ea pentru manevre.

c. Înlocuirea unui întreruptor defect sau care urmează a fi scos în revizie poate fi făcută cu ajutorul circuitului de cuplă transversală prin două întreruperi în funcţionare relativ de scurtă durată, în care caz celula în cauză se racordează doar ea singură la un sistem de bare.

Fie schema simplă din fig. 5.8.

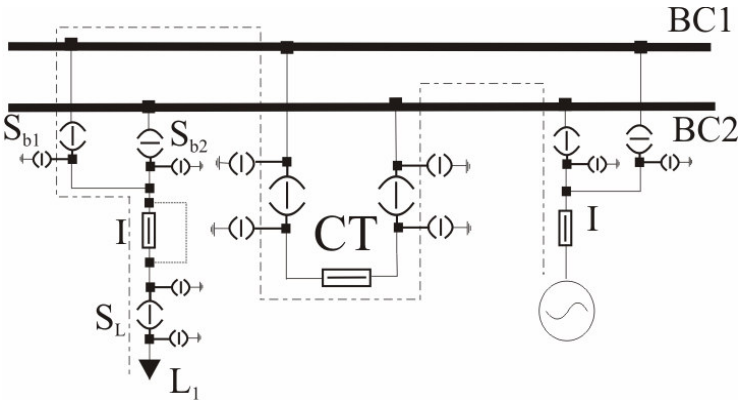


Fig.5.8. Substituirea întreruptorului unui circuit cu întreruptorul cuplei transversală

Se presupune că s-a defectat întreruptorul I_1 al liniei L_1, prin el trece sarcina liniei dar el nu mai poate realiza operaţia de întrerupere a circuitului. Pentru repararea şi înlocuirea sa cu întreruptorul cuplei pe perioada reparaţiei, se procedează astfel:

Se degajează complet un sistem de bare colectoare, de exemplu S_1, trecând toate circuitele pe celălalt sistem de bare - de bare S_2, cu excepţia circuitului în cauză. Cupla transversală rămânând, funcţiile întreruptorului defect au fost preluate de întreruptorul de cuplă. Se poate deschide circuitul sau se poate funcţiona aşa până ce dispecerul aprobă scoaterea în reparaţie a întreruptorului defect.

Pentru scoaterea în reparaţie, se deschide cupla şi se separă întreruptorul defect prin desfacerea legăturilor a, b. Se reia funcţionare normală a staţiei.

Se observă dezavantajul celor două întreruperi în funcţionare necesare şuntării şi deşuntării întreruptorului defect la care se adaugă şi faptul că între timp se funcţionează cu o singură bară de lucru, cu un grad de fiabilitate modest.

Dezavantajele schemei cu bare duble se referă în primul rând la faptul că este mai scumpă cu circa 20-40 % faţă de schema echivalentă cu bară colectoare simplă datorită circuitului de cuplă, a numărului suplimentar de separatoare de bară, a celei de a doua bare colectoare, a spaţiilor mai mari ocupate în plus [5,2]. Numărul sporit de aparate de comutaţie pe lângă faptul că reprezintă o investiţie suplimentară si totodată surse probabile de manevre greşite. Într-adevăr, manevrele sunt mai delicate aici, existând câte două separatoare de bare care se pot manevra şi sub curent fapt ce reclamă un personal de exploatare mai calificat.

Scoaterea în revizie-reparaţie a unui întreruptor implică două întreruperi în funcţionarea continuă a circuitului respectiv.

În timpul reviziei (reparaţiei) se funcţionează ca şi cum s-ar dispune de o schemă cu o singură bară colectoare, orice defect pe această bară de lucru în acest interval de timp duce la întreruperea totală a staţiei .

Schema cu bare colectoare duble şi bară de ocolire

Ultimele două dezavantaje ale schemei cu sistem dublu de bare colectoare pot fi înlăturate prin introducerea suplimentară a unui sistem de ocolire şi a cuplei respective, fig. 5.9.

Introducerea barei de ocolire (transfer) nu se justifică decât pentru staţii importante care vehiculează mari cantităţi de energie pe mai multe linii.

Presupunând că se doreşte scoaterea în revizie a întreruptorului I_1 al circuitului de linie racordat de exemplu la sistemul de bare S_1, se creează o a doua cale de alimentare în paralel a circuitului respectiv prin cupla de ocolire, conform diagramei în timp de desfăşurare a manevrelor prezentate mai jos.

î		S_{CO2}	S_{CO1}	I_{CO}	S_{OC1}	I_{CO}
d			I_{CO}			I_1, S_1, S_{S1}

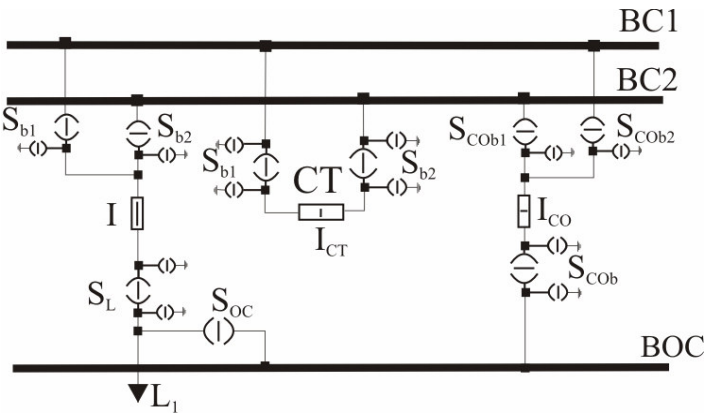


Fig. 5.9. Sistem cu bare colectoare duble şi bară de ocolire

Întreruptorul cuplei este echipat cu aceeaşi protecţie ca şi întreruptorul liniei pe care l-a ocolit.

Comparând motivele pentru care s-a introdus bara de ocolire la schema cu un sistem de bare şi la schema cu două sisteme de bare, se vede că, în ultimul caz, aportul barei de ocolire este substanţial redus. Explicaţia rezidă în faptul că aici apare în plus circuitul de cuplă transversală ca rezultat al *secţionării elastice*.

Schema de comutaţie aşa cum este prezentată în fig. 5.9. cu ambele tipuri de cuple se referă în general la staţii întinse, cu multe circuite. Pentru staţii cu mai puţine circuite există scheme mai simple.

a. Cupla combinată poate realiza atât configuraţia de cuplă transversală (S_2, S_3, S_4 şi I închise, S_1 deschis) cât şi de cuplă de ocolire (S_4 deschis). Dezavantajul constă în imposibilitatea folosirii simultane a celor două cuple, fig. 5.10.

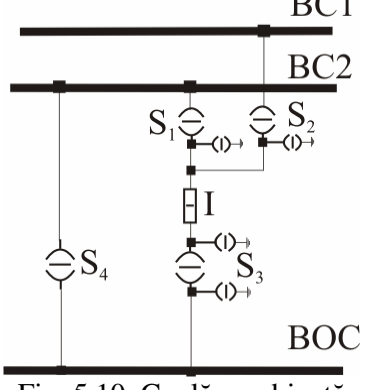


Fig. 5.10. Cuplă combinată

b. Legătura suplimentară economiseşte suplimentar un separator faţă de cupla combinată (fig. 5.11.), cumulând însă dezavantajul de a nu ocoli circuitele racordate la unul din sistemele de bare (SBC_1 în cazul figurii). Ocolirea şi a circuitelor racordate la SBC_2 implică trecerea lor prealabilă pe SBC_1 folosind la cuplă mai întâi configuraţia transversală şi apoi cea de ocolire.

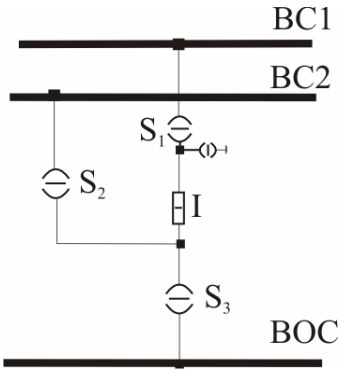


Fig.5.11. Cuplă de ocolire cu legătură suplimentară

c. Schema cu separatoare de ocolire reține doar cupla transversală, ocolirea având loc cu ajutorul acesteia şi al unui separator de ocolire. Este suprimată bara de ocolire propriu-zisă, locul acesteia luându-l chiar o bară colectoare (SBC_2 în cazul fig. 5.12.).
O asemenea schemă deosebit de economică s-a adoptat la noi în țară în realizarea stației electrice de conexiuni de la CTE Luduş, 400 kV. Schema prezintă însă dezavantajul că poate folosi cupla doar pentru o singură operație; pe timpul înlocuirii unui întreruptor cupla se blochează împreună cu sistemul 2 de bare, care devine bară de ocolire. Celelalte (n-1) circuite sunt trecute în prealabil pe sistemul de bare SBC1 unde un singur defect scoate din funcțiune toată stația.

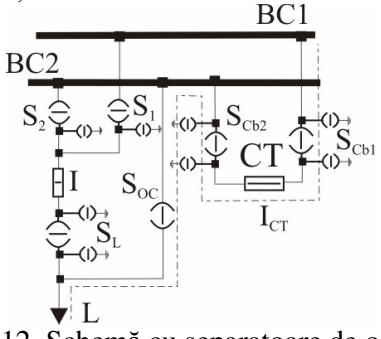


Fig.5.12. Schemă cu separatoare de ocolire

Secționarea longitudinală a barelor colectoare duble

Se recurge la secționarea longitudinală a ambelor sau numai a uneia dintre cele două sisteme de bare din aceleaşi motive ca în cazul schemelor cu un sistem de bare colectoare.

De obicei se secționează numai un sistem (denumit bară de lucru) în două sau trei secții longitudinale, celălalt sistem (denumit bară de rezervă) rămânând nesecționat.

Cu ocazia avarierii unei secții longitudinale, funcționarea este preluată de bara de rezervă prin intermediul circuitelor de cuplă [4], fig. 5.13., a, b.

Uneori se secționează ambele BC prin câte două separatoare înseriate sau numai una din ele, cealaltă bară fiind secționată printr-un întreruptor, fig. 5.13.c.

În anumite situații, în scopul realizării unor economii de investiții prin reducerea numărului de celule de cuplă, se folosesc cuple combinate longo-transversale, fig. 5.14.a, b, c, d, e.

Toate aceste variante economice de realizare a cuplei longo-transversale prezintă însă două importante dezavantaje:

1. Realizarea fizică implică soluții constructive mai complicate, necesitând spațiu relativ mare sau încrucişări de conductoare care sporesc probabilitatea de apariție a avariilor cu urmări grave în special pentru cazul celulelor de cuplă.

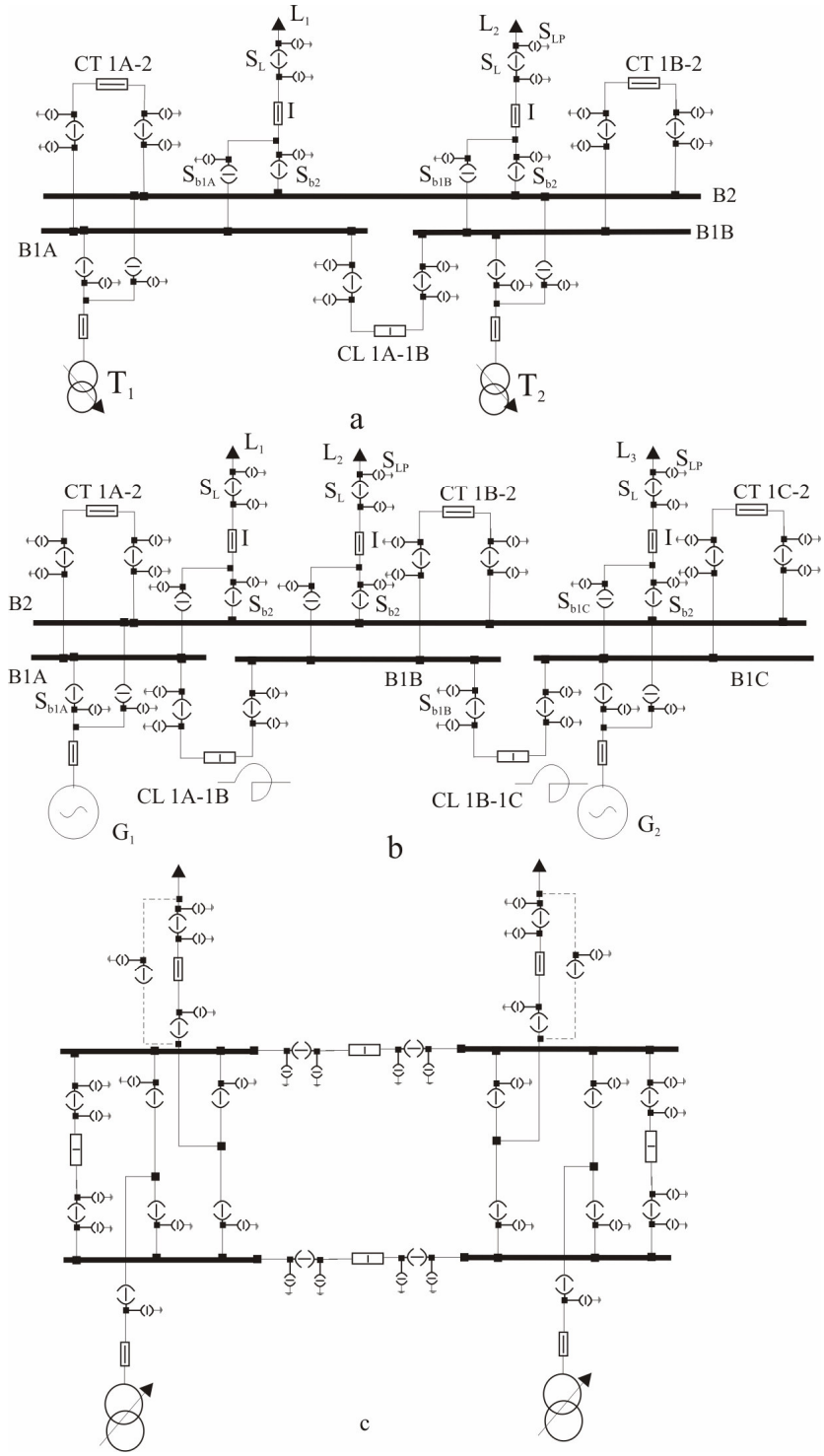


Fig.5.13. Scheme cu bare duble secționate
a-schemă cu bare duble cu doua secții longitudinale
b-schemă cu bare duble cu trei secții longitudinale
c-schemă cu bare duble cu ambele bare secționate

2. Deoarece cuplele combinate îndeplinesc mai multe funcțiuni, în timpul exploatării pot apare situații în care cupla rămâne blocată într-o anumită poziție şi deci devine indisponibilă pentru cea de a doua poziție.

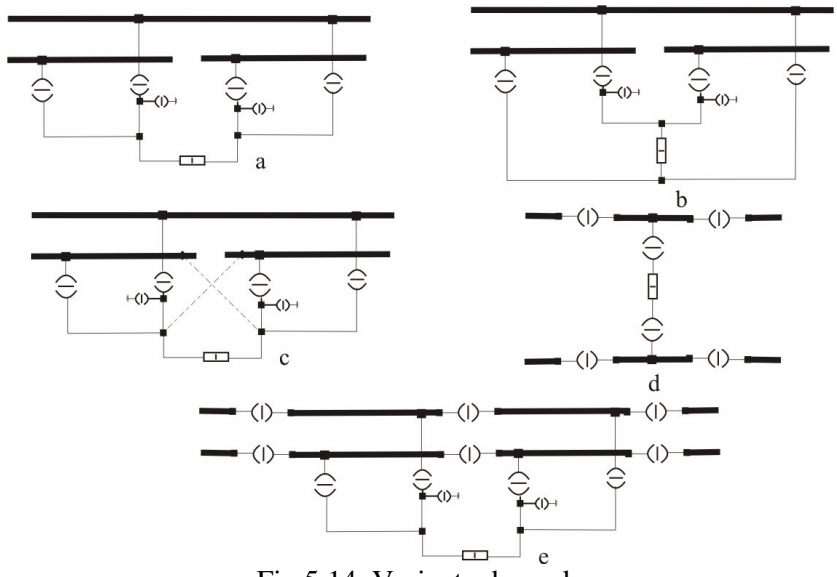


Fig.5.14. Variante de cuple

Scheme cu bare duble cu mai mult de un întreruptor pe circuit

Un număr sporit de întreruptoare pe circuit s-a introdus cu scopul de a creşte siguranţa în funcţionare a schemei. Pe de altă parte însă, există o corelaţie între aspectele de simplitate şi siguranţă.

Schemele mai simple sunt mai puţin supuse erorilor de manevră; comportă mai puţine surse probabile de defect. Toate consideraţiile relative la sporirea numărului de întreruptoare pe circuit în schemele următoare trebuie făcute în lumina celor două aspecte, a interdependenţei acestora.

S-a folosit, în general, pentru a realiza o siguranţă maximă în funcţionare. Cu cele două întreruptoare ale sale, fiecare circuit continuă funcţionarea neîntreruptă cu ocazia reviziei unui întreruptor. Dacă totuşi apare un defect chiar într-unul din întreruptoare, după izolarea acestuia prin separatoare aferente, circuitul respectiv îşi reia funcţionarea prin celălalt întreruptor, fig. 5.15. Schema face economie de un circuit de cuplă, în fond oricare din celulele racordate prin două întreruptoare poate realiza performanţele cuplei.

În funcţiunea normală, ambele sisteme de bare sunt sub tensiune şi toate întreruptoarele sunt închise.

Se observă că, în caz de scurtcircuit pe una din bare, funcţionarea nu este întreruptă - declanşează toate întreruptoarele racordate la bara respectivă, toate circuitele rămânând în continuare în funcţiune.

În cazul unui defect pe un circuit declanşează ambele întreruptoare aferente.

Toate manevrele de comutare se execută numai cu întreruptoare, separatoarele servind numai pentru scoateri în revizie, fapt ce contribuie la creşterea siguranţei în funcţionare.

Deoarece schema dublează practic echipamentul şi prin natura sa mai complicată este supusă erorilor de manevră, prezintă şi un important efect contrar celui scontat (de creştere a siguranţei).

Din aceste motive schema nu s-a extins prea mult. La noi în ţară – este practic inexistentă.

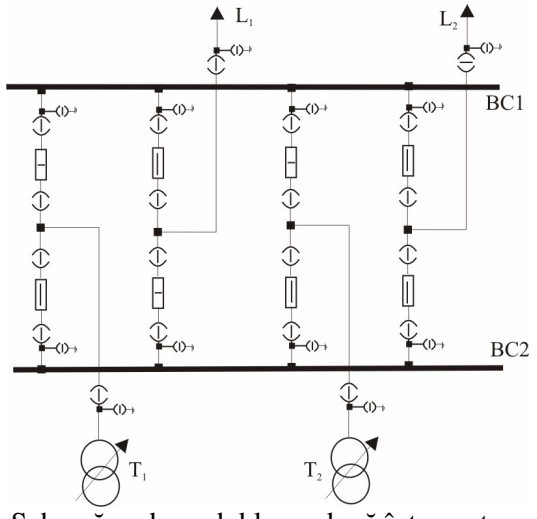


Fig.5.15.a. Schemă cu bare duble cu două întreruptoare pe circuit

În fine, cele două întreruptoare aferente unui singur circuit pot cumula şi funcția de secționare a barelor, ca în fig. 5.15.b.

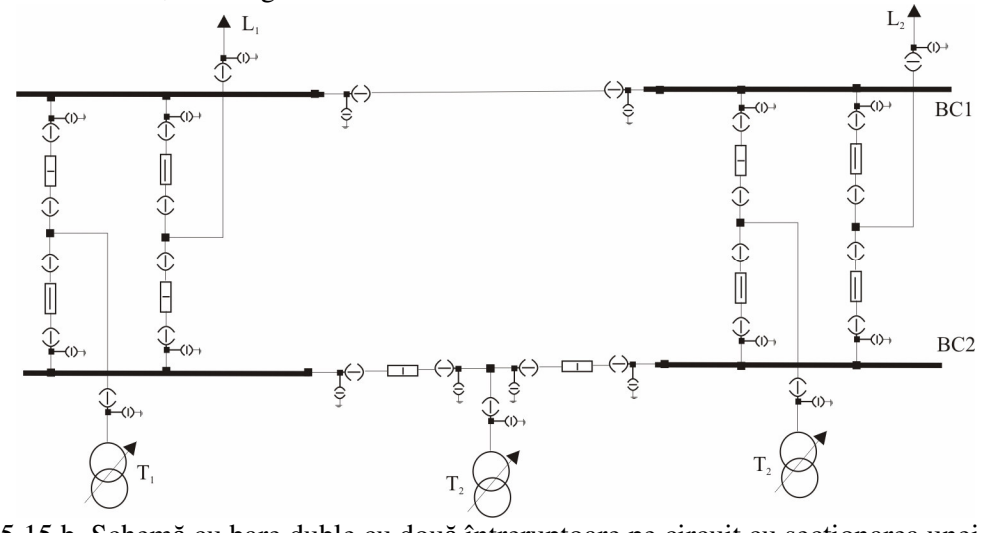


Fig.5.15.b. Schemă cu bare duble cu două întreruptoare pe circuit cu secționarea unei bare

Se vede de asemenea că la toate circuitele revin două întreruptoare, în felul acesta se reduce selectiv investiția fără a diminua siguranța în funcționare a circuitelor considerate importante (bunăoară de transformator).

S-au încercat variante intermediare între schemele cu 1 şi 2 întreruptoare pe circuit cu scopul de a reduce investiția masivă din cazul schemei cu întreruptor dublu, după cum se vede în cele ce urmează.

(1) schema cu 3/2 întreruptoare pe circuit cumulează practic principalele avantaje ale schemei cu două întreruptoare pe circuit: la un defect pe una din bare, funcționarea continuă a stației nu este perturbată; scoaterea în revizie a oricărui întreruptor se poate face fără întreruperea alimentării circuitului respectiv. Aceste avantaje sunt obținute cu mai puțin de două întreruptoare pe circuit. Totuşi, spre deosebire de schema precedentă dacă se face revizia întreruptorului 1 de exemplu, (transformatorul T_1, alimentat de la BC_1 prin întreruptoarele 2 şi 3), la un scurt circuit pe circuitul de pe aceeaşi ramură al liniei L_1 , declanşează ambele întreruptoare 2 şi 3, iar transformatorul T_1, este întrerupt (pentru scurt timp însă), fig. 5.16.

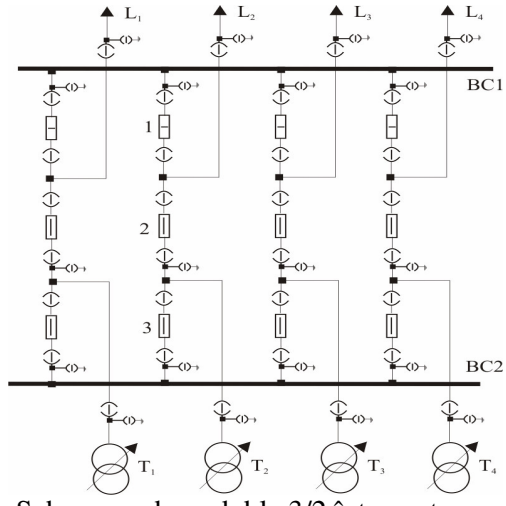


Fig.5.16. Schema cu bare duble 3/2 întreruptoare pe circuit

Datorită investiţiei mai reduse (este mai scumpă însă decât schema cu 1 întreruptor/circuit) şi al avantajelor remarcabile, schema a căpătat o largă acceptare. Este privită ca o schemă aparent tot atât de sigură ca şi cea cu două întreruptoare pe circuit dar realizabilă la un preţ mai redus.

Schema comportă o siguranţă mai mare în funcţionare comparativ cu cazul unui singur întreruptor pe circuit.

Pe de altă parte însă operaţiile de comutaţie şi protecţia prin relee sunt mai complicate ceea ce sporeşte probabilitatea apariţiei unor erori de manevră, necesitând un personal mai bine instruit. De asemenea, la fel ca în schema precedentă, cu ocazia unui defect pe un circuit, deconectează două întreruptoare pentru a-l izola (uzură sporită). Cu alte cuvinte schema cu 3/2 întreruptoare pe circuit, reproduce la scara unei investiţii mai reduse principalele avantaje şi dezavantaje ale schemei cu 2 întreruptoare pe circuit.

(2) Aceleaşi considerente se aplică şi în cazul schemei cu 4/3 întreruptoare pe circuit din fig. 5.17.

Trebuie adăugat faptul că schema realizează o investiţie mai apropiată de cazul schemei cu un întreruptor pe circuit pe de-o parte, dar pe de altă parte prezintă un risc şi mai mare al erorilor de manevră. De asemenea necesită o dispoziţie constructivă mai dificil de realizat. Aceasta explică de ce schema cu 4/3 întreruptoare, s-a folosit mai rar decât schema cu 2/3 întreruptoare pe circuit.

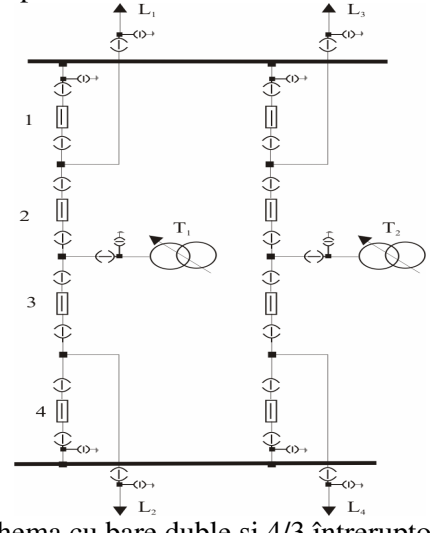


Fig 5.17. Schema cu bare duble şi 4/3 întreruptoare pe circuit

Schema cu două întreruptoare pe un circuit, la care însă fiecare transformator are acces doar la o singură bară colectoare prin separatorul de bare aferent este, din punctul de vedere al investiţiilor, mai apropiată de cazul prezentat anterior, fig. 9.18. În funcţionarea normală ca şi la schemele de mai sus, şi aici ambele întreruptoare sunt închise, ambele bare fiind sub tensiune. În timp ce numărul liniilor este variabil se poate observa că numărul transformatoarelor racordate direct la bară prin separator este fix şi egal cu doi.

Spre deosebire de schemele precedente, schema de faţă prezintă interesanta calitate de a avea un număr de întreruptoare pe circuit variabil cu numărul de circuite, după cum se vede din tabelul ilustrativ de mai jos:

Numărul de linii	2,	3,	4,	5,……10, mare
Numărul de între-ruptoare ce revin unui circuit	1,	6/5,	8/6,	10/7,……20/12, → 2

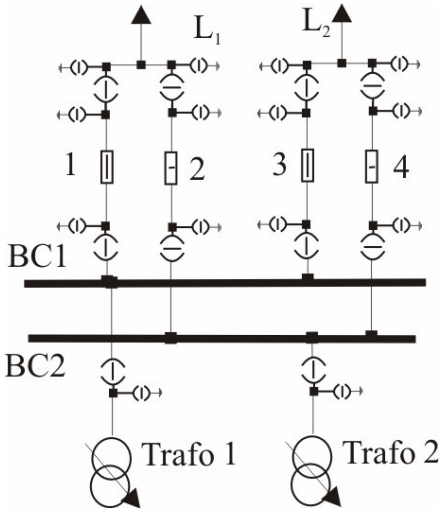


Fig.5.18. Schema de comutaţie tip transformator - bară

Se observă că pentru un număr redus de linii schema prezintă investiţiile aproximativ făcute în cazul schemei cu un întreruptor pe circuit şi reţine avantaje importante ale schemei cu două întreruptoare pe circuit.

Dacă însă numărul liniilor sporeşte se vede că investiţiile sunt aproximativ duble faţă de schema de referinţă de mai sus. Cu alte cuvinte în cazul creşterii numărului de linii racordate, se evidenţiază principalul dezavantaj întâlnit la schema cu bare duble şi două întreruptoare pe circuit - investiţia ridicată.

În concluzie, schema este interesantă pentru cazul a două circuite de transformator şi un număr redus de linii electrice de înaltă tensiune.

Schema de conexiuni hibride cu sistem dublu de bare colectoare

Nu întotdeauna circuitele aferente unei staţii se bucură de o aceeaşi importanţă. Alteori deşi sunt alimentaţi printr-un circuit consumatori importanţi, aceştia mai au una sau mai multe alimentări suplimentare şi din alte staţii. În acest sens prevederea de aparate de comutaţie în mod diferenţiat, de acord cu importanţa fiecărui circuit luat în parte nu poate avea decât efecte economice binevenite (daune de continuitate şi investiţii mai reduse).

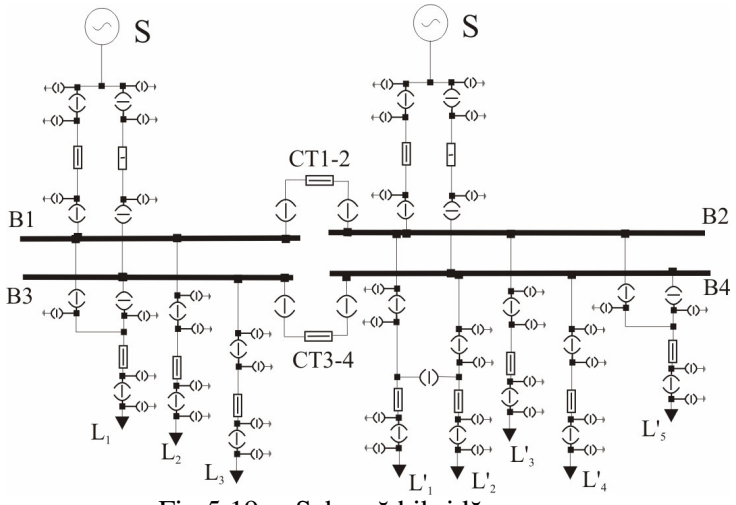


Fig.5.19.a. Schemă hibridă

În exemplificarea din fig. 5.19.a., se observă că se acordă o importanță sporită alimentărilor din sistemul electromagnetic S (2 întreruptoare pe circuit).

Barele colectoare, secționate elastic (celulele de injecție pot juca un rol de cuplă transversală) şi rigid (longitudinal, prin cele două circuite de cuplă n.d. controlate prin AAR) oferă o bună elasticitate în efectuarea manevrelor, un grad superior de siguranță în funcționarea continuă.

O parte din circuitele de importanță moderată (2,3, 3', 4') sunt alimentate rigid de la o singură secție de bare cu avantajul imediat al reducerii investiției şi a posibilităților de manevrare greşită cu separatoare de bare. În fine, se poate economisi un separator de bare pentru câte două plecări îngemănate, 1' şi 2' (varianta suedeză).

În fine, unele scheme de comutație ale stațiilor aferente unor mari centrale electrice cu grupuri de 330 MW şi mai mult pot fi aduse la o configurație în care în cazul unui scurtcircuit pe una din barele colectoare să nu se piardă decât cel mult un grup generator.

Se dă ca exemplu, schema cu bare duble a unei centrale din Anglia, funcționând cu 4 grupuri de 500 MW la 400 kV, fig. 5.19.b.

Dezideratul se realizează aducând funcțional stația cu bare duble la configurația inelară în care fiecare generator dispune de câte două întreruptoare.

În consecință pentru patru generatoare se folosesc suplimentar 5 întreruptoare, dintre care două de la cuplele transversale (CT) şi trei de la cele de secționare (CS), conform schemei simplificate din figura 5.19.c.

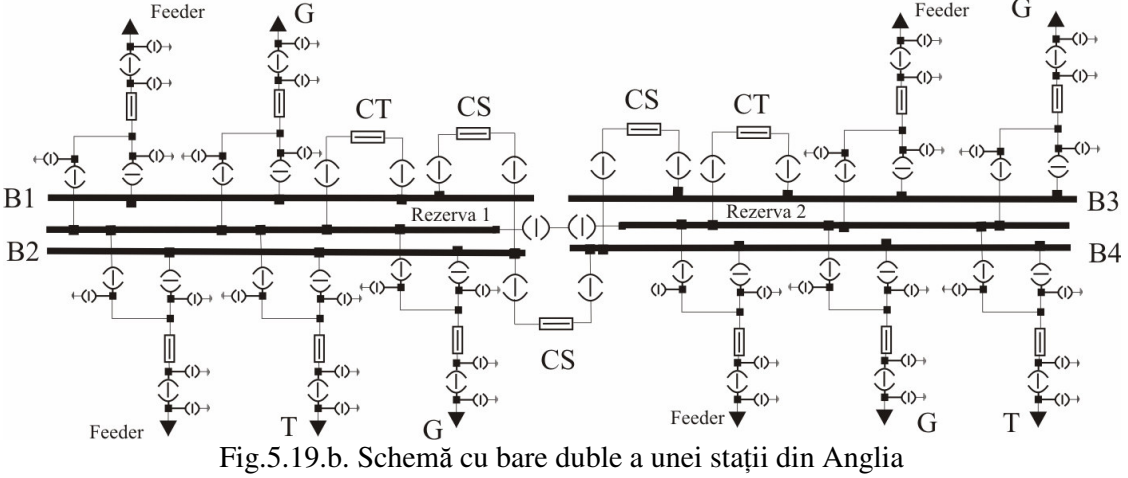


Fig.5.19.b. Schemă cu bare duble a unei stații din Anglia

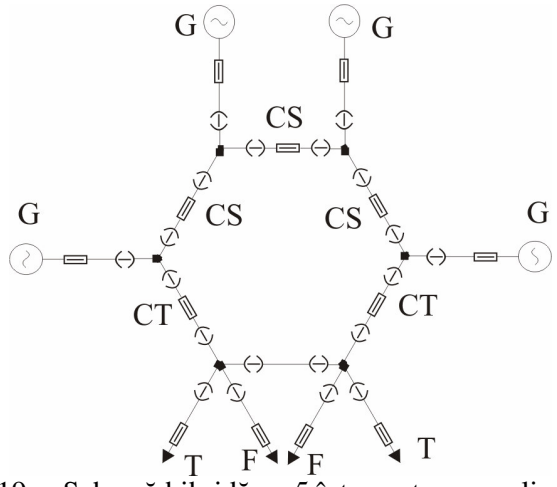


Fig.5.19.c. Schemă hibridă cu 5 întreruptoare suplimentare

În scopul realizării unei configurații de bare duble în "U" s-a prevăzut bara centrală ca bară de rezervă, iar bara exterioară (secționată) ca bară principală.

5.1.6. SCHEME DE COMUTAȚIE CU SISTEM TRIPLU DE BARE COLECTOARE

S-au inaugurat şi scheme mai complexe cu bare colectoare triple la care fiecare celulă se racordează prin trei separatoare de bare (fig. 5.20.). Evident un al treilea sistem de bare prezintă un nod electric suplimentar cu toate avantajele ce decurg de aici, în special cu ocazia reviziei când stația funcționează ca şi cum ar fi echipată cu un sistem dublu de bare etc. În acelaşi timp însă, al treilea sistem de bare poate fi sediul unor defecte suplimentare, necesită un spațiu fizic mai mare pentru realizarea câmpului de bare şi evident manevrele sunt mai complicate din cauza numărului de separatoare de bare, sensibil majorat.

Ținând seama de dezavantajele enumerate, schema nu s-a bucurat de o răspândire prea mare. Poate fi întâlnită în instalațiile de comutație din Germania. La noi în țară nu s-a folosit încă, dar se va putea folosi ca bară de pornire la CHEAP.

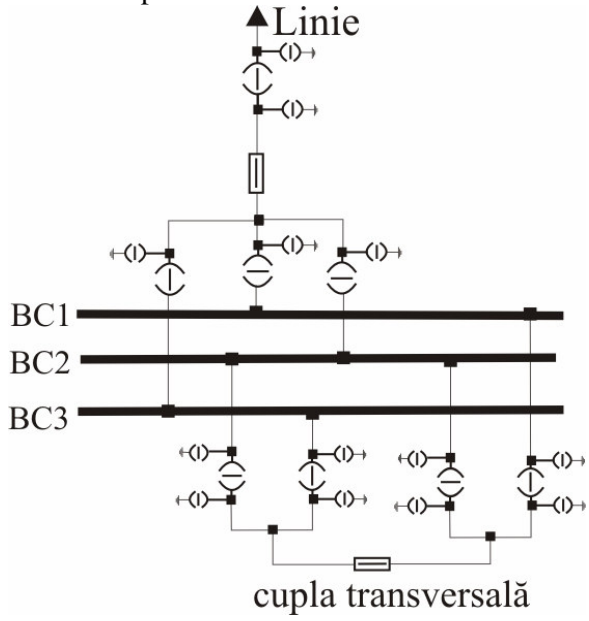
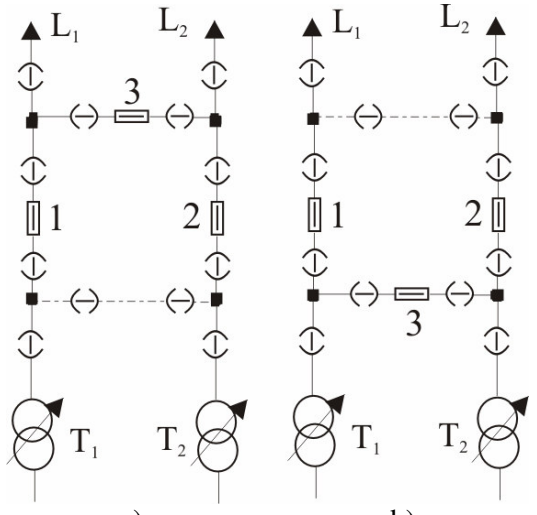


Fig.5.20.Sistem triplu de bare colectoare

5.1.7. SCHEME DE COMUTAȚIE FĂRĂ BARE COLECTOARE

Scheme de comutaţie în punte

Se folosesc unde există o configuraţie cunoscută a staţiei pentru care se prevăd, în general extinderi viitoare. Schema a căpătat o largă extindere în cazul staţiilor electrice de înaltă şi foarte înaltă tensiune în cazul particular a două blocuri transformator-linie (4 circuite), fig. 5.21.



a) b)

Fig. 5.21. Schema de conexiuni în puncte:
a-cu punte spre linie (H superior);
b-cu puntea spre transformator (H inferior).

Schemele în punte realizează o investiţie sensibil mai redusă faţă de schema obişnuită cu un întreruptor pe circuit.

Ele derivă din schemele bloc faţă de care au prevăzut în plus legătura transversală (puntea). Introducerea punţii aduce imediat cel puţin două avantaje. Creşte elasticitatea schemei, se îmbunătăţeşte nivelul tensiunilor (legături electrice în paralel), creşte gradul de continuitate în alimentare. Pe de altă parte, scoaterea în revizie-reparaţie a întreruptorului unei ramuri nu duce la întreruperea funcţionării elementelor dacă schema se completează cu puntea suplimentară realizată cu separatoare înseriate (desenat punctat). Se procedează astfel: se închide şi a doua legătură transversală (realizată numai cu separatoare), după care se deconectează şi se izolează întreruptorul în cauză, schema continuându-şi funcţionarea neîntreruptă (laturile pătratului format sunt calibrate corespunzător).

La producerea unui defect pe una din linii, deconectează întreruptorul ramurii respective (fig. 5.21 .a.) sau acesta şi cel al punţii (fig. 5.21 .b.). Din acest motiv este indicată folosirea schemelor cu punte spre transformator în cazul staţiilor cu linii lungi cu probabilitatea sporită de defectare, sau a liniilor electrice mai scurte de medie tensiune realizate cu o siguranţă mecanică mai mică, a centralelor hidroelectrice îndepărtate. Deconectarea unei linii angajează funcţionarea în suprasarcină a celeilalte cu ambele transformatoare în funcţiune.

Schemele cu punte spre linie sunt indicate staţiilor de transformare unde există manevre dese pe partea transformatoarelor, sau acolo unde probabilitatea defectelor pe linie este redusă. Schemele H superior se mai recomandă în cazul în care se face un tranzit de energie important între cele două linii. Se doreşte ca acest tranzit de energie să aibă loc printr-un singur întreruptor (b) nu prin trei (a).

În concluzie schemele se remarcă prin aceea că (1) elimină barele colectoare şi (2) realizează o economie de întreruptoare faţă de schema obişnuită de bare colectoare.

Din păcate, schemele în punte (denumite şi "scheme H") nu sunt potrivite decât pentru configuraţii particulare de staţii. În plus, nu permit extinderi facile, fapt pentru care schemele H sunt indicate atunci când nu sunt perspective de extindere ulterioară a staţiei electrice de conexiuni (cazul CHE cu profilul final cunoscut etc.).

Scheme de comutaţie poligonală

1. Scheme poligonale

Cunoscute şi sub numele de scheme în inel, realizează – fără bare colectoare propriu-zise – o bună parte din avantajele schemei cu două întreruptoare pe circuit, deşi paradoxal, sunt realizate fizic doar cu un întreruptor pe circuit. Sunt denumite şi scheme în pătrat, hexagon, decagon, etc. după cum numărul întreruptoarelor este 4, 6, 10 etc.

De fapt barele colectoare sunt dispuse în inel şi secţionate cu ajutorul întreruptoarelor după numărul de circuite; la plecările din inel nu se pun întreruptoare ci doar separatoare. Fiecare întreruptor deserveşte două circuite, de exemplu întreruptorul 1 deserveşte circuitele T_1 şi L_1 (fig. 5.22.a).

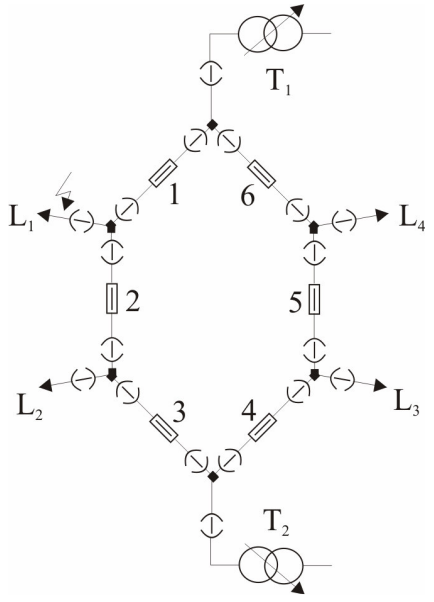


Fig. 5.22.a. Schema de conexiuni a unei staţii hexagonale

Ca şi schemele cu bare duble şi două întreruptoare pe circuit, şi schemele în inel permit revizia întreruptoarelor fără întreruperea alimentării, însă protecţia prin relee a unui circuit deconectează ambele întreruptoare adiacente cu ocazia apariţiei unui defect.

Fie un scurtcircuit pe linia L_1, izolat prin declanşarea întreruptoarelor 1 şi 2: se deschide imediat separatorul de linie după care prin închiderea întreruptoarelor se face inelul. (Se impun mai multe manevre şi este nevoie de un personal bine instruit). Dacă între timp întreruptorul 6 al transformatorului T_1 era în revizie, cu ocazia unui scurtcircuit pe linia L_1 transformatorul T_1 suferă o scurtă întrerupere în alimentare.

Presupunând mai departe că în locul liniei ar fi fost transformatorul T_1 şi acest transformator ar fi fost sediul unui defect în timpul reviziei întreruptorului 6.

Rezultatul era că staţia rămânea fără alimentare, presupunând transformatoarele

T_1 şi T_2 ca surse de injecţie de energie. Se desprinde deci regula de a dispune circuitele de alimentare pe diagonală.

În funcţionare normală inelul este închis.

Avantajele schemei poligonale constau în:

a) economisirea unui întreruptor faţă de schema echivalentă cu bare duble (este vorba de circuitul de cuplă). Se vede că odată cu exagerarea numărului de laturi acest avantaj se diminuează;
b) fiecare circuit este deservit de două întreruptoare a căror revizie pe rând se realizează fără întreruperea circuitului respectiv;
c) lipsa barelor colectoare înseamnă de fapt lipsa punctelor slabe - un defect pe inel duce la scoaterea din funcţiune a celulei respective.

Dezavantajele schemei se referă la faptul:

a) Cu ocazia unui defect pe unul din circuite deconectează două întreruptoare.
Sincronizarea manevrării celor două întreruptoare adiacente cu ocazia unui ciclu RAR este o problemă destul de complicată atât pentru manevra RAR în sine cât şi pentru întreruptoarele paralele. Când sunt folosite scheme cu 1,5 întreruptoare pe circuit sau scheme poligonale (inelare) se poate întâmpla ca două întreruptoare conectate în paralel să primească un impuls de declanşare aproximativ în acelaşi timp.
Dacă este o diferenţă distinctă în timp între impulsuri, primul întreruptor care deconectează va comuta curentul celuilalt întreruptor.
Al doilea întreruptor va fi solicitat deci la deconectarea întregului curent de scurtcircuit. Se consideră că situaţia cea mai grea apare atunci când întreruptoarele deschid aproape simultan [17];
b) În general, protecţia prin relee şi schema de comutaţie prin natura sa este mai complicată, de unde pot rezulta erori de manevră ale personalului - aspect care poate anula avantajul scontat de sporire a siguranţei. De exemplu: se presupune că un bloc generator-transformator este izolat de inel prin întreruptoarele adiacente şi apoi prin separatorul respectiv care se deschide, apoi inelul se închide pentru a preveni ruperea sa în cazul unui defect. Pentru a relua funcţionarea blocului, trebuie deconectate iniţial două întreruptoare, se închide separatorul şi după sincronizare se închide unul din întreruptoare, apoi al doilea trebuie închis [7];
c) Un defect într-un întreruptor scoate din funcţiune nu un singur circuit, ci ambele circuite adiacente. La ruperea inelului circulaţia de curenţi se poate modifica substanţial;
d) Sursele de alimentare trebuie dispuse pe cât posibil alternat altminteri există riscul izolării lor ca rezultat al dublei secţionări cu ocazia unui defect.
e) Schema necesită un personal de exploatare cu o calificare mai bună, specializat în manevre delicate;
f) Deşi nu se poate afirma că schema este dificil de extins [11] este mai uşor totuşi de extins o schemă cu bare colectoare. Din acest motiv schema se foloseşte la tensiuni înalte şi foarte înalte unde aparatajul este foarte scump (nu se foloseşte la tensiuni medii).

Observaţie

Uneori din motive de economie justificate, schema poligon poate să aibă câte un întreruptor pentru mai multe circuite. În fig. 5.22.b., cu ocazia declanşării în avarie unei linii are loc deconectarea automată şi a transformatorului adiacent.

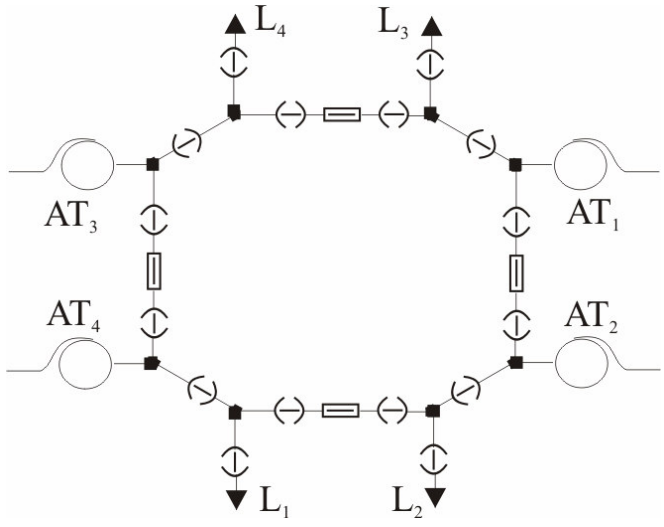


Fig.5.22.b. Exemplu de schemă poligonală cu număr redus de întreruptoare
(un octogon cu 4 întreruptoare)

2. Schemele bipoligonale rezultă din dezvoltarea schemelor poligonale. Două poligoane sunt legate între ele printr-o singură punte, de obicei când numărul laturilor este mai mic, fig. 5.23.a., pentru un număr mai mare de laturi sunt create două punți, fig. 5.23.b.

Se observă că schemele bipoligonale rezolvă una din principalele dificultăți de extindere. În acest sens se dă ca exemplu schema uneia din stațiile urbane de alimentare cu energie a orașului New York (345/138 kV) concepută inițial ca un decagon cu posibilități de trecere ulterioare (extindere) la o schemă bipoligonală, realizată cu o punte şi două hexagoane, fig. 5.24,[10].

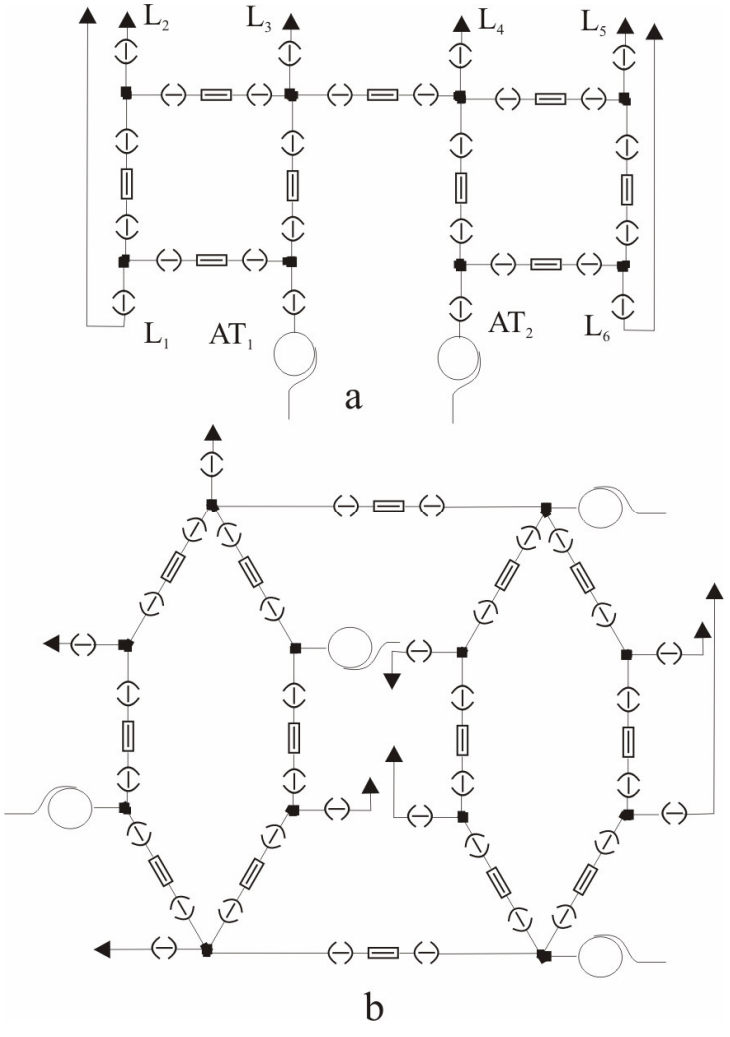


Fig.5.23. Schemă bipoligonală
a-cu o singură punte (P_1); b-cu două punți ($P_{1,2}$)

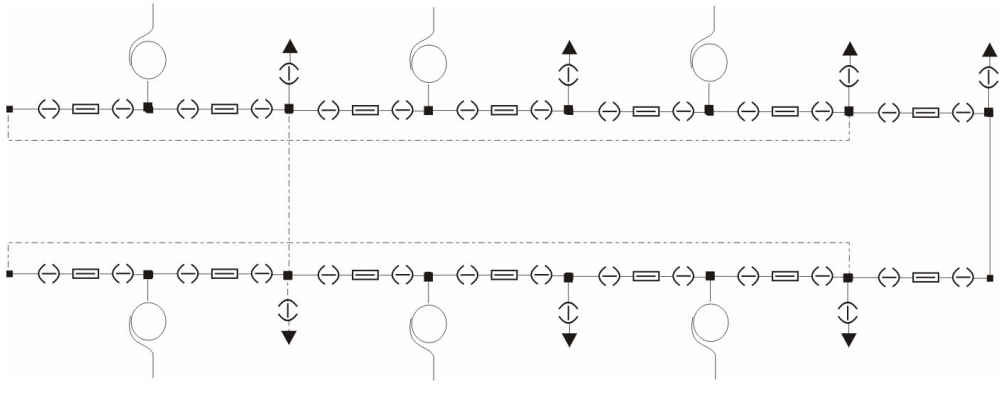


Fig. 5.24. Exemplu de trecere de la o configurație poligonală la una bipoligonală

3. Scheme cu poligoane jumelate rezultă din alipirea a două sau mai multe poligoane formând o buclă multiplă, mai ușor extensibilă.

Se dă ca exemplu în fig. 5.25. schema stației Manicuagan, Canada, la 735/315kV, [9].

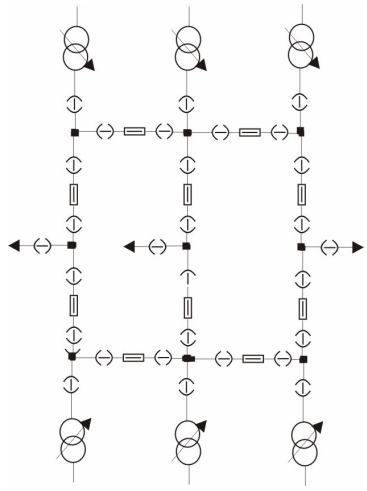


Fig. 5.25. Schema staţiei 735/315kV Manicuagan, Canada

Datorită avantajelor remarcabile, schemele poligonale au căpătat o extindere apreciabilă la tensiuni înalte şi foarte înalte unde costul întreruptoarelor este mai ridicat şi se cere o siguranţă şi elasticitate în funcţionare deosebită.

Astfel de scheme apar frecvent în sistemele electroenergetice canadian, nord-american şi ex-sovietic.

5.1.8. SCHEME ELECTRICE DE CONEXIUNI REALIZATE CU UN NUMĂR REDUS DE ÎNTRERUPTOARE

Schemele electrice de conexiuni cu un număr mai redus de întreruptoare comparativ cu variantele prezentate până aici realizează economii semnificative dacă se ţine cont de faptul că întreruptorul deţine ponderea principală în cadrul investiţiei staţiei. Aceste simplificări sunt acceptabile, pe de o parte, în cazul consumatorilor mai puţin importanţi, pe de altă parte amplificarea funcţiilor separatoarelor (separatoare de sarcină, cu deconectarea rapidă, de scurtcircuitare) a fost de natură să reducă substanţial investiţia făcută prin substituirea întreruptoarelor în unele puncte ale schemei, judicios selectate, chiar şi în cazul unor consumatori mai importanţi.

Scheme pentru staţii de racord adânc realizate cu separatoare de izolare şi separatoare de scurtcircuitare

O soluţie economică pentru alimentarea consumatorilor industriali sau urbani este staţia de racord adânc (SRA). Se alimentează din barele staţiilor de 110-220 kV de conexiuni sau transformare ale sistemului energetic şi sunt dimensionate în ideea rezervării 100% atât a racordurilor cât şi a unităţilor trafo.

Transformatoarele de forţă amplasate aproximativ în centrul de greutate electric al consumatorului (de unde şi denumirea de “racord adânc”) se leagă tip bloc cu racordul din sistem, fără bare colectoare pe partea de înaltă tensiune şi fără alte legături între căile de alimentare, fig. 5.26.

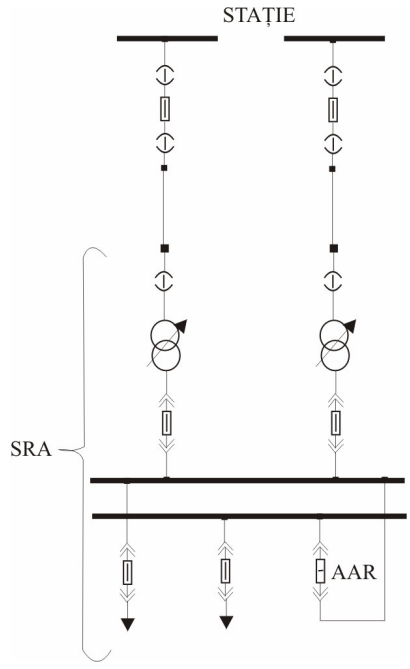


Fig.5.26. Schema unei staţii de racord adânc (SRA)

În cazul ieşirii din funcţiune a unuia dintre racorduri, staţia de bare respectivă de medie tensiune cu consumatorii săi se cuplează automat prin AAR pe secţia cu racordul în funcţiune, dimensionat să preia şi această sarcină suplimentară.

SRA de obicei se realizează fără personal de exploatare permanent. Comenzile operative (cuplare, decuplare, supravegherea funcţionării SRA) se efectuează de la staţia principală din sistemul energetic, printr-un fir pilot. Tot prin firul pilot se transmit semnale preventive referitoare la funcţionarea transformatoarelor coborâtoare (semnale gaze, supratemperaturi), a protecţiei întreruptoarelor.

În caz de avarie în transformator sau în partea de înaltă tensiune a SRA, se transmit impulsuri de declanşare către staţia principală din sistem tot prin fir pilot. Se poate renunţa la firul pilot, mai ales când SRA este la mare distanţă, 100-200 km, prin agravarea voită a defectului din SRA, de către un separator de scurtcircuit S_{sc} montat în locul celui de linie din schema bloc-linie-transformator coborâtor. Separatoare cu deconectare SDA rapidă permit izolarea defectului (fig. 5.27.), astfel: cu ocazia unei avarii în K_T în transformatorul τ_1 protecţia acestuia acţionează încă din faza incipientă a defectului S_{sc1+}, S_{sc} care provoacă un scurtcircuit net, sesizat uşor de protecţia întreruptoarelor de alimentare $I_{L1,2}$ care declanşează, imediat defectul este izolat prin deconectarea rapidă a SRA_1 şi întreruptorului corespondent I_{T1} de pe medie tensiune după care I_{L1} şi I_{L2} conectează din nou şi consumatorii SRA_1 sunt alimentaţi din nou după o scurtă pauză. Se vede însă că, în acelaşi timp au fost întrerupte implicit şi celelalte SRA alimentate de la aceleaşi magistrale prin $I_{L1,2}$. Pe de altă parte, schema prezintă aparate suplimentare cum sunt separatoarele de scurtcircuitare care necesită revizii dese (dezavantaje).

Scheme de comutație realizate cu separatoare de sarcină

Înlocuirea în anumite situații a întreruptoarelor cu separatoare de sarcină are un efect economic important, ştiind că prețul de cost al separatorului de sarcină nu întrece 1/3 din cel al întreruptorului. Inițial au apărut la medie tensiune dar, în ultimul timp s-au realizat de asemenea separatoare de sarcină şi pentru tensiuni înalte şi foarte înalte.

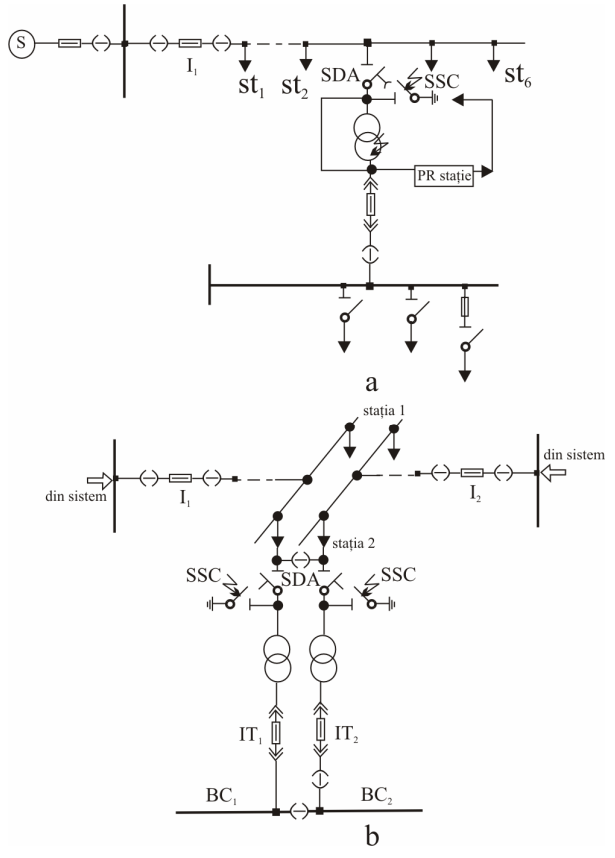


Fig.5.27. Scheme de SRA realizate cu separatoare de scurtcircuitare (SSC) şi separatoare de izolare cu deconectare automată (SDA)
a-cu o singură alimentare din sistem; b-cu dublă alimentare

Domeniul lor de aplicare s-a extins mult în ultimul timp mergând de la stații de transformare rurale, la stații mari de comutație şi transformare, stații de interconexiune din sistem, la conectarea sau deconectarea de baterii de condensare, motoare de înaltă tensiune etc.

La medie tensiune se poate afirma chiar că ansamblul separatoarelor de sarcină şi siguranța fuzibilă cu mare putere de rupere este echivalent sau chiar superior unui întreruptor, deoarece curentul de scurtcircuit este întrerupt eficient (prin arderea siguranței) înainte ca el să fi atins valoarea sa maximă [15].

Separatorul de putere este destinat a întrerupe curenți în vecinătatea curentului normal şi poate chiar să anclanşeze pe scurtcircuit. Nu poate însă deconecta curenți de scurtcircuit.

Uneori se prevede cu dispozitiv de suprasarcină, când un releu special prevăzut, permite deconectarea de suprasarcini. La apariția unei suprasarcini violente (scurtcircuit) separatorul de putere este blocat de acelaşi releu, ruperea circuitului este făcută de siguranță sau de un întreruptor apropiat după care imediat deschide separatorul de putere.

Se dau în continuare câteva din cazurile frecvente de folosire economică a separatorului de sarcină în locul întreruptorului în schemele de comutație de medie, înaltă şi foarte înaltă tensiune [14].

(1) Ca aparat de comutaţie pe fiderii din staţiile de transformare la medie tensiune.

Cu ocazia unui scurtcircuit pe unul din fideri, deconectează întreruptorul general I şi apoi separatorul de putere aferent fiderului defect, după care se reia funcționarea stației prin anclanşarea lui I. Această scurtă pauză în alimentarea tuturor celorlalte circuite racordate la bară în cazul unui defect pe unul din circuite reprezintă singurul inconvenient rezultat prin înlocuirea întreruptoarelor cu separatoare de putere, figura 5.28.a. Se poate remedia acest dezavantaj prin folosirea de separatoare de putere prevăzute şi cu siguranță cu mare putere de rupere prin care întreruperea funcționării este limitată doar la circuitul defect, fig. 5.29.b.

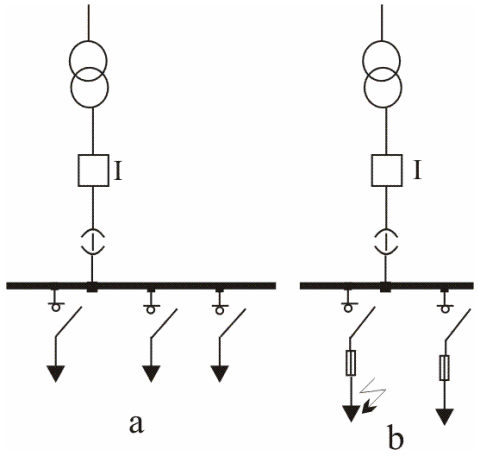


Fig.5.28. Separatoare de sarcină echipând fiderii
unei stații de transformatoare la medie tensiune;
a-separatoare de sarcină fără siguranțe;
b-separatoare de sarcină cu siguranță cu mare putere de rupere

(2) Separatorul de sarcină în locul întreruptorului circuitului de transformator (fig.5.29.) în ideea că defectele în transformatoare sunt rare.

Totuşi la apariția unui scurtcircuit, bunăoară în transformatorul T_1, toate întreruptoarele liniilor (1-3) şi cele de pe partea de tensiune inferioară a transformatoarelor (4 şi 5) deconectează, după care separatorul de putere 6 deconectează fără sarcină, izolând defectul.

După aceasta toate întreruptoarele închid din nou, cu excepția întreruptorului 4, reluându-se funcționarea stației. Timpul de întrerupere este foarte scurt, ştiind că separatorul de putere are timpi de acționare comparabil cu ai întreruptoarelor.

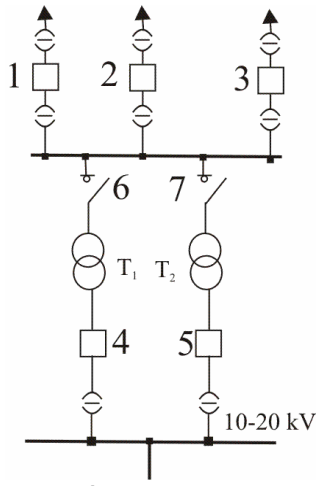


Fig.5.29. Înlocuirea întreruptorului de pe partea de tensiune superioară a unui transformator.

(3) Separatorul de putere ca aparat de comutaţie pe liniile de interconexiune lucrează în felul următor (fig. 5.30.a.): cu ocazia unui defect pe linie, deconectează întreruptoarele de pe partea de tensiune inferioară, apoi separatoarele de sarcină de linie cu defect după care se închid din nou întreruptoarele aferente. Avantajul are pe lângă latura economică şi un aspect tehnic şi anume timpul cât întreruptoarele sunt deschise este foarte scurt, nu este nevoie să se aştepte un interval de timp relativ lung necesar deionizării spaţiului de arc, căci separatoarele de putere deschid aproape imediat după ce au deschis întreruptoarele. (Rezultă şi avantaje pentru menţinerea stabilităţii tranzitorii a alternatoarelor).
Dacă aceeaşi staţie de conexiuni are mai mult de un transformator, atunci se pot folosi separatoare de sarcină şi pentru înlocuirea întreruptoarelor de la transformatoare (fig. 5.30.b.) ca în cazul precedent (2).

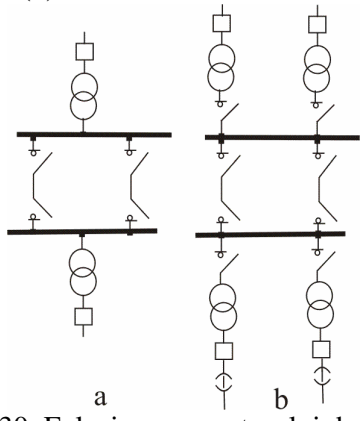


Fig.5.30. Folosirea separatorului de putere pe liniile de interconexiune de înaltă şi foarte înaltă tensiune
a-doar pe linii; b-pe linii şi la transformatoare (în cazul cu două sau mai multe trafo).

(4) Separatorul de sarcină înserat pe partea de înaltă tensiune a bobinelor de reactanţă. (fig. 5.31.) se referă la: cazul în care un reactor este conectat la bare (fig.5.31.a.), similar cu cazul (2) şi la cazul în care reactorul este conectat pe linii din motive de compensare a puterii reactive.
În cel de al doilea caz apar avantaje evidente: prin conectarea şi deconectarea bobinelor se realizează gradul de compensare cerut. În cazul unui scurtcircuit în bobină, deconectează întreruptorul 1 şi imediat separatorul 3, linia rămânând totuşi fără compensare.

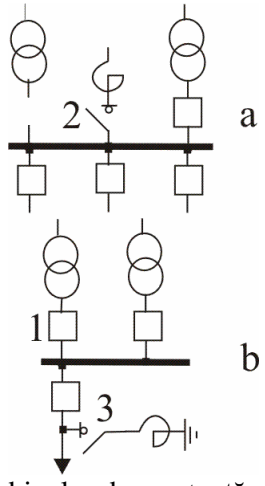


Fig. 5.31. Conectarea bobinelor de reactanță cu separatoare de putere:
a-pe plecări; b-pentru compensare

(5) Separatorul de sarcină în realizarea reanclanşării automate rapide monofazate. Operația nu mai este posibilă peste anumite valori de lungime de linie şi tensiune din cauza cuplajului capacitiv cu alte linii; pentru 500 kV această lungime este de circa 100 km, [14]. Operația poate avea totuşi loc cu ajutorul separatoarelor de sarcină, astfel: cu ocazia unui scurtcircuit monofazat, deconectează întreruptoarele adiacente de pe faza cu defect; se închid imediat separatoarele de sarcină de pe această fază şi, după timpul de deionizare al spațiului de arc sunt deschise din nou. Apoi se închid întreruptoarele, fig. 5.32.

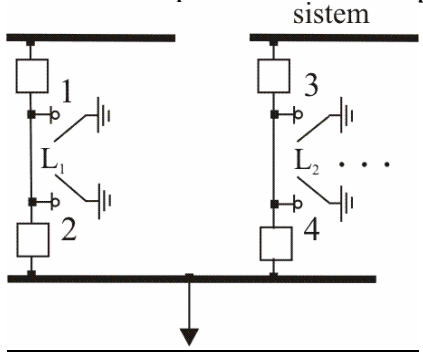


Fig.5.32. Separatoare de sarcină pentru ameliorarea efectului RAR pe liniile de înaltă şi foarte înaltă tensiune.

(6) Alte aplicații utile ale separatoarelor de sarcină vizează
   a) conectarea şi decontarea bateriilor de condensare de înaltă tensiune (fig. 5.33.a.). Un întreruptor general puternic (cu aer comprimat) I, întrerupe întreaga baterie deocamdată, pentru stadiul actual al tehnicii. Secțiuni mai mici cu bateria de condensare sunt manevrate după un program bine stabilit pentru a realiza un grad constant de compensare a puterii reactive. Aceste secțiuni numeroase, de obicei sunt comutate cu ajutorul separatoarelor de sarcină.
   b) în cazul condensatoarelor serie pe linii, din motive de stabilitate a transportului energiei, separatorul de sarcină este oportun a scurtcircuita parțial aceste condensatoare (după voie) sau total când se străpunge intervalul de protecție ca urmare a unei supratensiuni (fig. 5.33.b.).

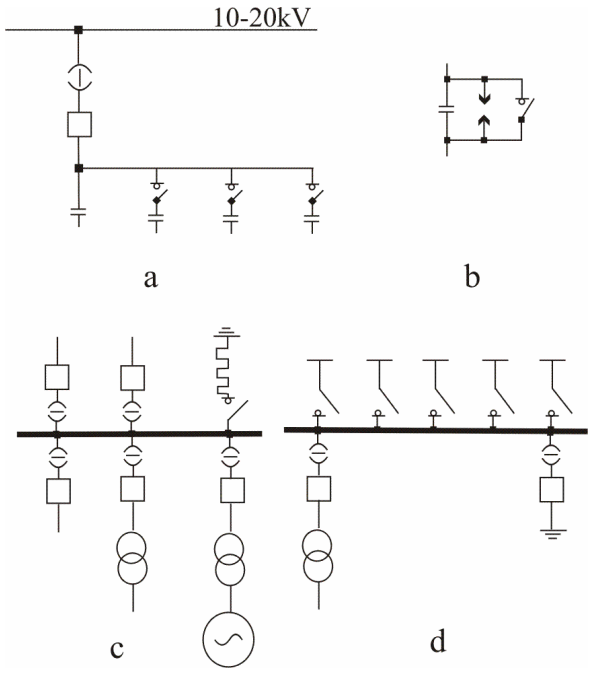


Fig. 5.33. Utilizarea separatoarelor de sarcină la conectarea bateriilor de condensatoare şi de rezistoare.
Conectarea bateriilor de condensatoare:
a – pentru compensarea puterii reactive; b – pentru condensatoare serie pe liniile lungi
Conectarea rezistenţelor şi a liniilor radiale de înaltă tensiune:
c-conectarea de rezistenţe sunt; d-montarea pe linii radiale de înaltă tensiune

c) Conectarea de rezistenţe şunt pentru frânare dinamică foloseşte calitatea separatoarelor de sarcină de a putea conecta pe scurtcircuit, în vederea ameliorării stabilităţii tranzitorii (fig. 5.33.c.).
d) Conectarea liniilor de înaltă tensiune radiale prin separatoare de sarcină foloseşte ca element adiacent un întreruptor (separator) de scurtcircuitare pe bare. Cu ocazia unui defect la una din linii, defectul este transferat pe bară prin închiderea întreruptorului de scurtcircuitare. În acest fel tensiunea scade mult şi de obicei arcul electric pe linie se stinge de la sine, după care întreruptorul de scurtcircuitare se deschide. În caz de insucces, se poate repeta manevra dar atunci în timp ce are loc scurtcircuitul pe bare, deconectează fără sarcină importantă separatorul de putere al respectivei linii (fig. 5.33.d.).

5.2. SCHEME ELECTRICE DE CONEXIUNI ALE CENTRALELOR ŞI STAŢIILOR ELECTRICE

5.2.1. CONSIDERAŢII GENERALE

Schemele electrice ale centralelor electrice sunt foarte diverse, aceasta se datorează: diversităţii instalaţiilor termomecanice şi hidrotehnice, puterii agregatelor, regimul lor de funcţionare, amplasarea în sistemul energetic şi multor altor considerente.

Studiul tuturor particularităţilor schemelor electrice ale centralelor electrice este practic imposibil.

Trebuie să ne îndreptăm atenţia asupra principalelor cerinţe ale temelor de proiectare şi asupra modului de soluţionare a acestor cerinţe care apar la proiectarea schemelor. Aici se indică principalele probleme:
- particularităţile procesului tehnologic şi regimurilor de funcţionare a centralei electrice;
- amplasarea centralei electrice în sistemul energetic şi schema de evacuare a puterii;
- necesarul de transformatoare (autotransformatoare) ridicătoare (coborâtoare);
- metodele de limitare a curenţilor de scurtcircuit;
- schemele de conexiuni ale staţiilor şi cerinţele privind siguranţa în funcţionare.

Clasificarea centralelor electrice se face în funcţie de procesul de bază pentru producerea energiei electrice în: centralele termoelectrice de condensaţie CTE; centrale electrice de termoficare CET; centrale nuclear-electrice CNE, centrale hidroelectrice CHE.

Pentru prezentarea anumitor probleme legate de schemele de comutaţie ale centralelor electrice este comod să ne folosim de schemele principiale, în care nu sunt arătate toate elementele ci numai cele care interesează pentru prezentarea problemei respective. Din această cauză o serie de detalii ale schemelor sunt omise sau sunt figurate simplificat.

5.2.2. SCHEMELE DE CONEXIUNI ALE CENTRALELOR TERMOELECTRICE DE CONDENSAŢIE (CTE)

Centralele de acest tip se instalează în general în apropierea sursei de combustibil (la gura minei), pentru a evita transportul cărbunelui la distanţe mari. La aceste centrale se instalează grupuri de putere mare cu parametri înalţi prevăzuţi cu supraîncălzire intermediară. Energia produsă de aceste centrale este transmisă prin linii de 110-400 kV la locul de consum. Turbina, cazanul împreună cu aparatajul ajutător se leagă între ele în schemă bloc.

Randamentul acestor centrale cu considerarea consumului serviciilor proprii este de 0,38-0,4. Regimul de funcţionare a centralelor termoelectrice depinde de cerinţele sistemului energetic.

Partea electrică a blocului

Transmiterea puterii mari de sute de MW este economică la tensiuni înalte de 110-400 kV. Tensiunea nominală a generatoarelor antrenate de turbine nu depăşeşte 20-27 kV. Din această cauză este absolut (deocamdată, absolut) necesar să se folosească transformatoare ridicătoare care fac parte din bloc. Legătura între generator şi transformator se execută foarte sigur, cu bare ecranate, care practic exclud scurtcircuitele dintre faze.

Între generator şi transformatorul bloc nu se prevede nici un aparat de comutaţie (excepţiile de la această regulă sunt prezentate în continuare).

Întreruptor se prevede numai la partea de înaltă tensiune, pentru cuplarea şi decuplarea blocului în întregime.

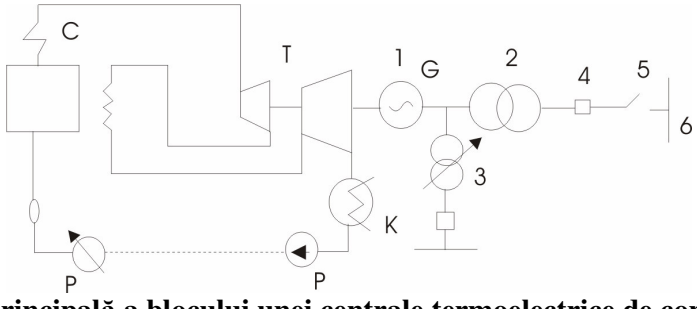


Fig.5.34. Schema principală a blocului unei centrale termoelectrice de condensaţie cu supraîncălzire intermediară a aburului.

1 - generator; 2 - transformator bloc; 3 - transformator de servicii proprii;
4 - întreruptorul de înaltă tensiune; 5 - separator; 6 - barele de înaltă tensiune.

O parte din puterea blocului este consumată (4 – 8 %) în sistemul de servicii proprii. Alimentarea serviciilor proprii se face prin transformatoarele TL racordate la bornele generatorului. Între transformatorul TL şi bornele generatorului nu se prevede nici un fel de aparat de comutație, deoarece siguranța în funcționare a acestor transformatoare este mare, se prevăd întreruptoare la bornele transformatorului pe partea de alimentare a serviciilor interne, la 6 kV.

Schema blocului cu generator-transformator se poate folosi numai în cazul în care rețelele de înaltă tensiune sunt cu neutrul legat la pământ.

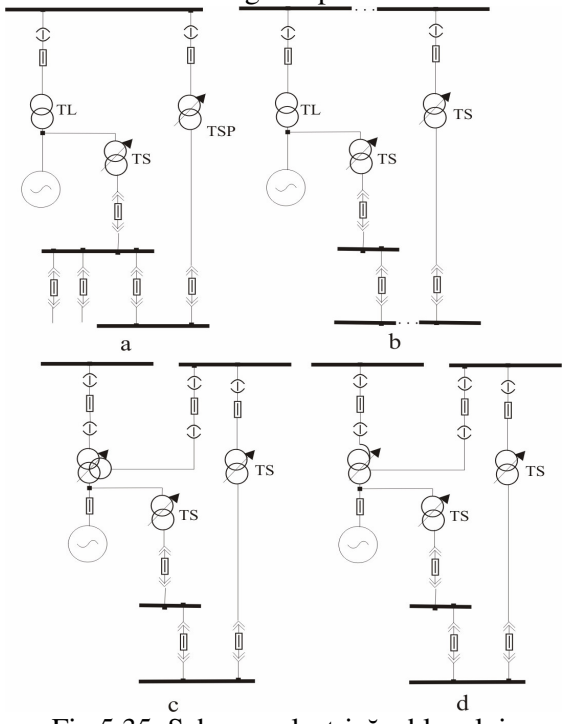


Fig.5.35. Schema electrică a blocului:
a-schema blocului fără întreruptor la bornele generatorului;
b-schema blocului cu întreruptor la bornele generatorului;
c-schema blocului cu transformator cu trei înfăşurări;
d-schema blocului cu autotransformator;
TB-transformator bloc; TTB-transformator bloc cu trei înfăşurări;
ATB-autotransformator bloc; TL-transformator de lucru pentru servicii proprii;
TPR-transformator de pornire şi rezervă; TR-transformator de rezervă.

Schema din fig. 5.35.a. este cel mai des folosită, cu toate că la pornirea şi oprirea blocului apar anumite greutăți.

Racordarea economică a blocurilor la tensiune de 400 kV se poate face numai pentru puteri ale turbogeneratoarelor de 300 - 500 MW şi mai mari. În cazul blocurilor cu puteri mai mici, racordarea la 400 kV se poate face prin folosirea blocurilor formate dintr-un transformator şi două grupuri turbogeneratoare sau prin racordarea a două blocuri la o celulă de 400 kV, ca în fig. 5.36.b.

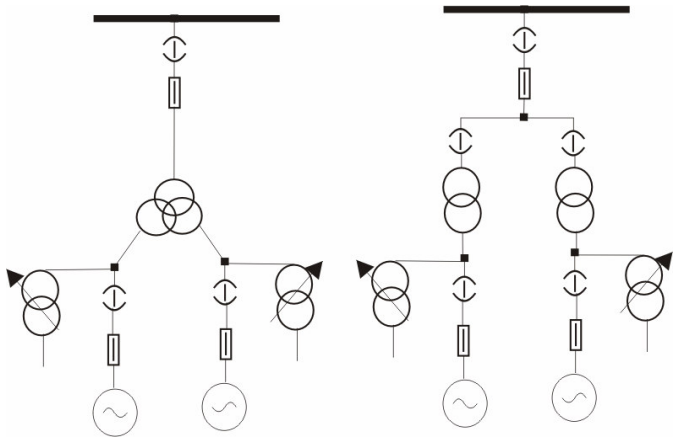


Fig.5.36. Racordarea blocurilor la 400 kV.
a- două blocuri racordate la un transformator cu trei înfăşurări
b- două blocuri racordate printr-un singur întreruptor.

Schemele principale ale centralelor electrice de condensaţie

Factorii de bază care stabilesc schema electrică a centralei sunt: numărul şi puterea generatoarelor; puterea sistemului energetic, schema reţelei şi consumatorii ei; eşalonarea în timp a construcţiei centralei şi a reţelei.

De obicei centralele termoelectrice transmit puterea lor în sistem la două (câteodată trei) tensiuni, de exemplu 220 si 110 kV sau 400, 220 şi 110 kV.

Pentru schimbul de putere între diferitele părţi ale sistemului se folosesc autotransformatoare de legătură sau autotransformatoarele blocurilor.

Scheme cu autotransformatoare de legătură

Aceste scheme (fig. 5.37.) au căpătat o foarte mare răspândire. Puterea transmisă prin autotransformatoare, care se poate face în ambele sensuri, se face în funcţie de cerinţele sistemului energetic.

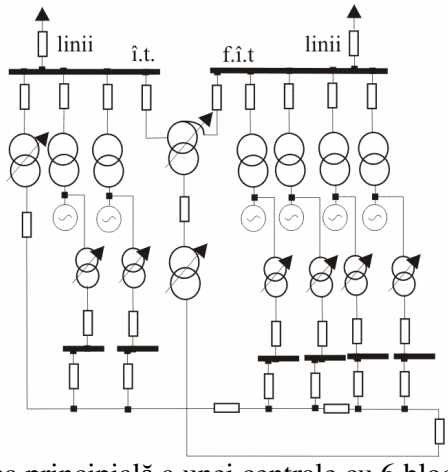


Fig.5.37.Schema principială a unei centrale cu 6 blocuri, cu legătura
între IT şi FIT prin autotransformatoare cumulând şi funcţiunea de alimentare de rezervă
(pentru simplificare se prezintă sisteme de bare, separatoarele nu sunt prezentate)

Puterea nominală a autotransformatoarelor trebuie să satisfacă cele mai grele regimuri care pot apare (la proiectare trebuiesc analizate toate regimurile de funcţionare).

Au căpătat utilizare următoarele variante de scheme pentru autotransformatoare:

a. cu un singur autotransformator trifazat pentru întreaga putere;
b. cu două autotransformatoare trifazate, fiecare autotransformator este ales pentru a transmite jumătate din sarcină (ele pot fi racordate împreună pe un singur întreruptor sau fiecare cu întreruptorul lui)
c. cu un grup de autotransformatoare monofazate, cu o fază de rezervă.

Alegerea variantei se face cu considerarea regimului de funcționare a centralei. Înfășurarea de tensiune inferioară a autotransformatorului poate fi folosită pentru racordarea unui consumator local (cu tensiunea de până la 22 kV), pentru alimentarea de rezervă a serviciilor proprii sau pentru racordarea de bobine de reactanță, etc.

Scheme cu autotransformatoare de bloc

La termocentrale de acest tip (fig. 5.38.) o parte din generatoare (de obicei două) sunt racordate la înfășurarea terțiară a autotransformatorului.

Autotransformatoarele se folosesc pentru transformarea de la tensiunea generatorului (JT) la înaltă tensiune (IT) sau medie tensiune (MT), precum şi pentru schimb de putere între rețelele de înaltă tensiune şi medie tensiune, conform sarcinilor admise de autotransformator. Puterea nominală a autotransformatorului bloc trebuie să fie aleasă în aşa fel încât puterea terțiarului să fie egală cu puterea aparentă a generatorului. De obicei puterea înfăşurării terțiare este egală cu puterea de tip a autotransformatorului, astfel:

$$S_{ATnom} \geq \frac{P_{Gnom}}{K_{tip} \cdot \cos \varphi_n}; K_{tip} = 1 - \frac{1}{K_T}$$

unde: S_{ATnom} -puterea nominală a autotransformatorului;
P_{gnom} -puterea nominală a transformatorului;
K_{tip} -coeficientul de tip a autotransformatorului;
$\cos\varphi_n$ -factorul de putere nominal al generatorului;
$K_T = U_{IT}/U_{MT}$ -raportul de transformare a autotransformatorului.

Pentru blocuri de 300 MW şi mai mari cu tensiuni de 400 kV, dimensiunile şi greutatea autotransformatorului sunt mari şi din această cauză transportul este mai greu.

Din această cauză se folosesc grupe de autotransformatoare monofazate sau trifazate cu puterea pe jumătate, conectate în paralel. Alegerea soluției optime se face prin calcule tehnico-economice.

În funcție de cerințele sistemului, autotransformatoarele de bloc pot funcționa în regim de transformator ridicător (JT-IT şi JT-MT) sau în regim combinat cu transmiterea în acelaşi timp de la JT-IT şi de la MT-IT.

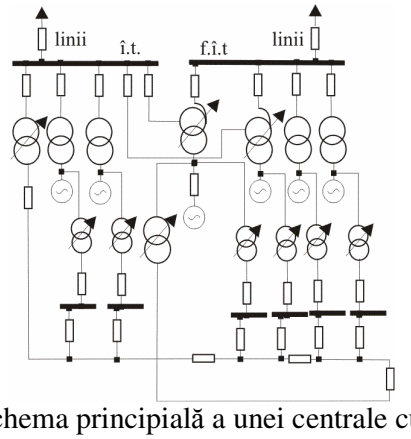


Fig.5.38. Schema principială a unei centrale cu 6 blocuri:
legătura între IT şi FIT se face cu autotransformatoare de bloc
(pentru simplificare se prezintă sistem simplu de bare, separatoarele nu sunt prezentate).

Autotransformatoarele pot transmite de la JT spre IT puterea de tip şi suplimentar de la MT spre IT $S_n - S_{tip.}$ În cazul în care se transmite puterea de tip de la JT spre MT, suplimentar nu se mai poate transmite putere din IT spre medie tensiune, deoarece se supraîncarcă înfăşurarea comună a autotransformatorului. Din această cauză este de preferat ca la medie tensiune să avem un surplus de putere (şi nu invers) care să poată fi transmis în reţeaua de IT, pierderile de energie în autotransformator în acest regim sunt minime .

În schemele cu autotransformatoare de bloc (fig. 5.37.), numărul total de transformatoare si de celule de înaltă tensiune este mai mic ca la centralele cu autotransformatoare de legătură. Aceasta conduce la reducerea costului instalaţiei electrice şi la reducerea pierderilor de energie în transformatoare şi autotransformatoare.

Scheme la care centrala electrică este împărţită în mai multe părţi egale între ele prin intermediul sistemului

Din experienţa de exploatare a centralelor termoelectrice de mare putere în anumite cazuri nefavorabile (defecte pe barele colectoare, refuzul de acţionare a întreruptoarelor, întreruperea alimentării serviciilor proprii) a rezultat că nu este exclusă posibilitatea opririi întregii centrale. Pentru a se preveni astfel de avarii, la centralele termoelectrice de mare putere, se împarte centrala în două părţi independente (fig. 5.39.), legate între ele prin intermediul sistemului electric. Într-o astfel de schemă orice defecţiune la una din părţi nu afectează funcţionarea celeilalte părţi.

Rezervarea serviciilor proprii se face de la jumătatea alăturată. Se obţine de asemenea şi limitarea curenţilor de scurtcircuit pe barele instalaţiilor de distribuţie.

Proiectarea schemelor la care centrala este împărţită în mai multe părţi se poate face numai prin studierea comună a centralei şi a sistemului. De obicei în schemele centralelor împărţite în mai multe părţi se folosesc scheme la care blocul se leagă la anumite staţii din sistem prin intermediul unei linii aeriene sau în cablu de capacitate de transport corespunzătoare.

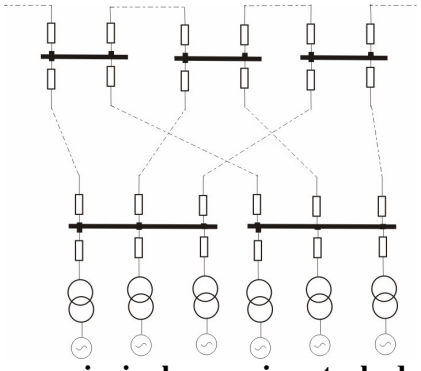


Fig.5.39. Schema principala a unei centrale de mare putere, împărţită în două părţi legate între ele prin sistemul electric (pentru simplificare se prezintă sistem simplu de bare, separatoarele nu sunt prezentate).

Aceste scheme sunt avantajoase în următoarele cazuri: dacă lungimea liniei nu este mare; dacă la centrală nu este loc pentru construirea unei staţii proprii; la extinderea centralelor, în cazul în care staţia existentă prin racordarea noului grup s-ar depăşi nivelul de scurtcircuit; dacă puterea produsă de noile grupuri trebuie transmisă în sistem la altă tensiune, decât tensiunea existentă în centrală etc.

În fig. 5.40. se prezintă trei variante de scheme bloc generator-transformator-linie.

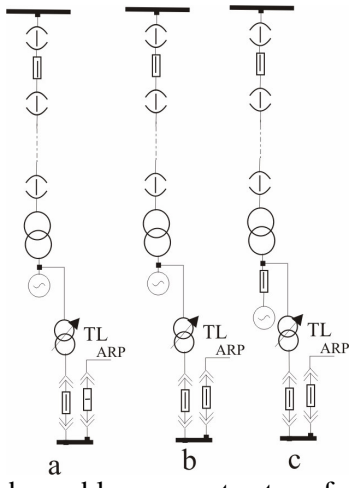


Fig. 5.40.Scheme bloc generator-transformator-linie
TL-transformator pentru alimentarea serviciilor proprii în regim normal;
ARP-alimentare de rezervă-pornire; AR-alimentare de rezervă.

În fig. 5.40.a., s-a prezentat un bloc generator-transformator-linie, prevăzut cu un singur întreruptor la staţia de înaltă tensiune. Comanda întreruptorului se face de la centrală prin cablu cu un fir pilot.

Această schemă (conform studiilor I.S.P.E.) se poate folosi pentru lungimi ale liniei ce nu depăşesc 4 km. La schema din fig. 5.40.b. punerea în paralel a blocului se face prin întreruptorul de la bornele transformatorului de înaltă tensiune. Pentru pornire alimentarea serviciilor proprii se face de la o sursă separată de pornire şi rezervă.

Schema din fig. 5.40.c. prezintă avantajul că la pornirea blocului, alimentarea serviciilor proprii se face prin transformatorul bloc şi transformatorul de lucru a serviciilor proprii, punerea în paralel a blocului cu sistemul se face cu ajutorul întreruptorului de la bornele generatorului. Lungimea liniei este limitată şi la această schemă, deoarece un eventual defect în transformatorul bloc trebuie eliminat prin declanşarea întreruptorului de la staţia de înaltă tensiune, care se face printr-un cablu cu fir pilot.

Pentru linii lungi cu tensiuni de 220-400 kV schemele bloc generator-transformator-linie nu sunt recomandate, deoarece siguranţa şi economicitatea transportului prin aceasta se micşorează.

Reglajul tensiunii la centrale electrice de condensaţie

Transformatoarele bloc ale centralelor electrice de condensaţie nu sunt prevăzute cu comutare sub sarcină pentru reglajul tensiunii. Tensiunea pe barele colectoare ale centralei se reglează prin modificarea curentului de excitaţie al generatoarelor. Pentru a se adopta un reglaj independent, pe barele colectoare de înaltă tensiune, autotransformatoarele bloc şi autotransformatoarele de legătură trebuie să fie prevăzute cu instalaţii de reglaj a tensiunii sub sarcină pe partea de medie tensiune.

Pentru menţinerea constantă a tensiunii în sistemul de servicii proprii este necesar să se prevadă un reglaj sub sarcină la transformatoarele de lucru şi pornire-rezervă a serviciilor proprii.

Alimentarea consumatorilor locali de la terţiarul autotransformatoarelor se poate face numai prin autotransformatoare serie de reglaj a tensiunii sub sarcină de putere corespunzătoare .

5.2.3. SCHEME DE CONEXIUNI ALE CENTRALELOR ELECTRICE DE TERMOFICARE (CET)

Centralele electrice de termoficare au următoarele particularități: ele se amplasează în apropierea sau în centrul de greutate al platformelor industriale sau al oraşelor (în apropierea consumatorului de căldură); o mare parte a energiei electrice produsă de centrală este distribuită la tensiunea de producere, la consumatorii locali pe o rază de 5-10 km (apar excepții la CET cu grupuri bloc de mare putere); funcționează în funcție de necesitățile (dacă este comun pe partea termică) curbei de sarcină; aceste centrale sunt în general greu manevrabile (încălzirea, rotirea turbinei, sincronizarea şi încărcarea agregatelor se face în decurs de 3-8 ore, încărcarea agregatelor după sincronizare se face în 0,5-1,5 ore). La proiectarea electrică a centralelor electrice de termoficare se ține cont de particularitățile menționate.

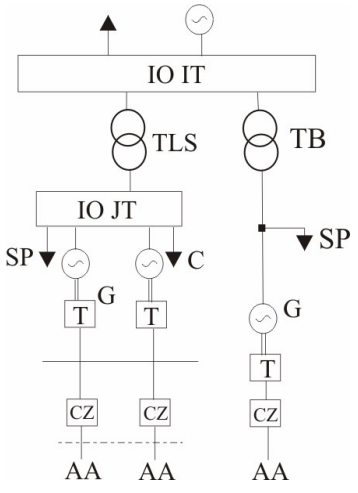


Fig.5.41. Schema structurală a CET

Schema structurală a unei centrale electrice de termoficare este prezentată în fig. 5.41. În schemă se prezintă generatoarele G sistemul S, transformatoarele de legătură cu sistemul TLS, cazanul CZ, turbinele T şi alimentarea cu apă AA. Blocurile generator-transformator, de obicei apar la CET existente, care se extind cu blocuri de putere mare de100-165MW.

Tensiunea de producere a CET se ia egală cu 6 sau 20 kV. La această tensiune se alimentează consumatori locali.

Transformatoarele de legătură cu sistemul au rolul de a transmite in sistem surplusul de putere produs de generatoare sau rezervarea alimentării consumatorilor atunci când apare deficit de putere la tensiunea de producere. La CET cu schemă bloc, energia produsă este transmisă la un sistem de 110-220 kV iar puterea transformatoarelor bloc se alege corespunzător puterii generatoarelor

Alegerea puterii transformatoarelor de legătură cu sistemul

Centralele electrice de termoficare cu bare la tensiunea de producere, de obicei se proiectează în aşa fel încât puterea generatoarelor să depăşească puterea cerută de consumatorul de la tensiunea de producere. În practică se întâlnesc şi situații în care puterea generatoarelor conectate în paralel la tensiunea de producere nu acoperă consumul de la această tensiune şi, pentru acoperirea acestui consum se absoarbe putere din sistem.

La centralele din prima categorie, la care puterea suplimentară se transmite în sistem, se poate instala un singur transformator de legătură cu sistemul, cu condiția ca sistemul să se poată dispersa de această putere şi dacă căderea transformatorului de legătură nu conduce la reducerea debitului de abur necesar consumatorilor termici.

Reducerea debitului de abur se poate datora necorespondenței dintre consumul electric şi cel termic.

În practica centralelor electrice de termoficare, de regulă, se instalează două transformatoare. Puterea totală a transformatoarelor se alege în aşa fel încât să respecte relaţia:

$$S_T \approx S_{\Sigma G} - S_{S.p.\max} - S_{sarc.\min.} \qquad (5.1.)$$

unde: $\boldsymbol{S}_{\Sigma G}$ - este puterea instalată în generatoare, MVA;
$\boldsymbol{S}_{Spmax}$ - consumul serviciilor proprii la sarcina maximă a generatoarelor, MVA;
$\boldsymbol{S}_{sarc\ max}$ - sarcina minimă a consumatorului de la tensiunea generatorului MVA.

În relaţia (5.1.) puterea trebuie să fie introdusă sub formă complexă $\boldsymbol{S} = P + \mathrm{j}\, Q$.

La alegerea transformatoarelor se fac următoarele ipoteze:

a) transformatoarele nu trebuiesc supraîncărcate în regim normal de funcţionare;
b) la scoaterea din funcţiune a unui transformator (defectare, revizie, reparaţie) al doilea transformator nu trebuie supraîncărcat timp îndelungat, deoarece se poate reduce puterea debitată în sistem până la puterea electrică produsă pentru acoperirea sarcinii şi repartizarea deficitului de putere pe alte centrale din sistem;
c) transformatoarele de legătură trebuiesc dimensionate pentru alimentarea fără întrerupere a consumatorilor de la tensiunile de producere, în cazul ieşirii din funcţiune a celui mai mare turbogenerator.

La centralele din categoria a doua (cu alimentare şi din sistem a consumatorilor de la tensiunea de producere) de obicei se instalează două transformatoare de legătură cu sistemul. Puterea transformatoarelor se alege cu condiţia ca ele să funcţioneze fără suprasarcină în regim normal de funcţionare şi să funcţioneze cu suprasarcina de avarie admisă în cazul în care se avariază cel mai mare dintre generatoare, sau unul dintre transformatoarele de legătură cu sistemul.

Ultima condiţie se poate exprima astfel:

$$S_T \geq \frac{S_{def}}{K_{av}}$$

unde: S_{def} - cel mai mare deficit de putere în cazul consumului maxim la tensiunea de producere şi defectarea unui generator sau transformator de legătură;

K_{av} - coeficientul de supraîncărcare de avarie a transformatoarelor.

La alegerea transformatoarelor în anumite situaţii se ia în considerare şi posibilitatea sacrificării unei părţi din sarcina de categoria treia.

Scheme electrice la tensiunea de producere a CET

La tensiunea de producere a CET de obicei se folosesc următoarele scheme: bare simple secţionate (cu două sau trei secţii de bare); bare simple secţionate legate în inel (scheme în inel); sau cu un sistem de bare de echilibrare (scheme în stea); două bare colectoare cu un întreruptor pe circuit (cu două până la patru secţii de bare), precum şi diverse modificări, în cazul existenţei unui număr mare de generatoare.

Pentru a se asigura stabilitatea electrodinamică a echipamentelor electrice, pe secţiile de bare, de regulă se conectează câte un generator de maximum 60 MW la tensiunea de 6 kV sau un generator de 100 MW ia tensiunea de 10 kV. Cu considerarea transformatoarelor de legătură cu sistemul nu trebuie să se depăşească un anumit nivel de scurtcircuit. În situaţii absolut necesare, pentru limitarea curenţilor de scurtcircuit, se instalează suplimentar şi reactoare de secţionare. În schemele actuale pentru centrale electrice de termoficare puterea de scurtcircuit pe barele colectoare nu trebuie să depăşească 750-900 MVA la 6 kV şi 1500-1800 MVA la tensiunea de 10 kV, iar la staţiile de la consumatori 200 şi respectiv 350 MVA.

Pentru a se asigura funcționarea transformatoarelor de legătură cu sistemul în regim reversibil, acestea trebuiesc prevăzute cu un reglaj al tensiunii sub sarcină.

Scheme cu bare colectoare simple

Schema cu două secții de bare S_1 şi S_2, legate între ele cu ajutorul unui întreruptor de cuplă longitudinală CL, este prezentată în fig. 5.42. În circuitele de linie se instalează întreruptoarele I, precum şi separatoarele de linie S_1 şi separatoarele de bare S_b. Schema este sigură, clară şi asigură o siguranță suficientă pentru alimentarea consumatorilor, dacă fiecare consumator este racordat prin două linii, legate la secții de bare diferite. Separatoarele nu sunt elemente operative şi servesc numai pentru a efectua întreruperi vizibile în cazul lucrătorilor de revizie. Sistemul de blocaj dintre separatoare şi întreruptoare este simplu ceea ce face ca manevrele greşite la separatoare să fie practic excluse.

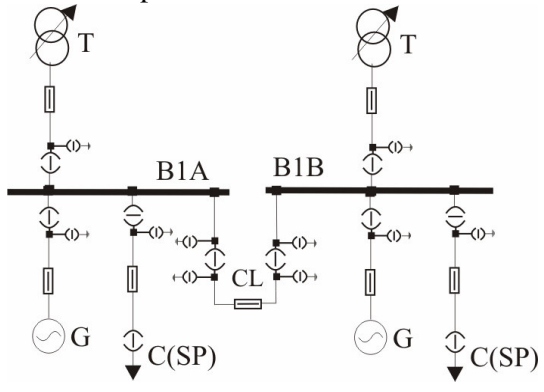


Fig.5.42. Schema cu bare simple secționată.

Dezavantajul schemei constă în faptul că un scurtcircuit pe una din secțiile de bare conduce la deconectarea sursei corespunzătoare secției de bare. De asemenea sursa secției este oprită şi în timpul reviziei barei sau a separatoarelor de bare. Schema se foloseşte pentru maximum 6-8 luni. Pentru un număr mai mare de circuite se foloseşte schema cu bare colectoare duble.

La schema din fig. 5.42. şi la schemele următoare, alimentarea serviciilor proprii este prezentată pentru tensiunea de producere de 6 kV. La tensiunea de producere de 10 kV, alimentarea serviciilor se face prin intermediul transformatoarelor de 10/6 kV, folosindu-se aceleaşi scheme.

Pentru limitarea curenților de scurtcircuit la centralele electrice de termoficare se folosesc reactoare de secționare. Schema cu trei secții de bare şi două reactoare de secționare (RS) se prezintă în fig. 5.43.

Pentru egalizarea tensiunilor între secțiile de bare şi îmbunătățirea condițiilor de alimentare a consumatorilor, în cazul deconectării unuia dintre generatoare (transformatoare) în schemă se prevăd separatoare de şuntare SS sau întreruptoare de şuntare IS (reprezentate punctat). Întreruptoarele de şuntare scumpesc schema dar o fac mult mai elastică.

Şuntarea reactoarelor este permisă în acele situații în care prin şuntarea reactoarelor nu se depăşesc nivelele de scurtcircuit admise pentru aparatajul electric.

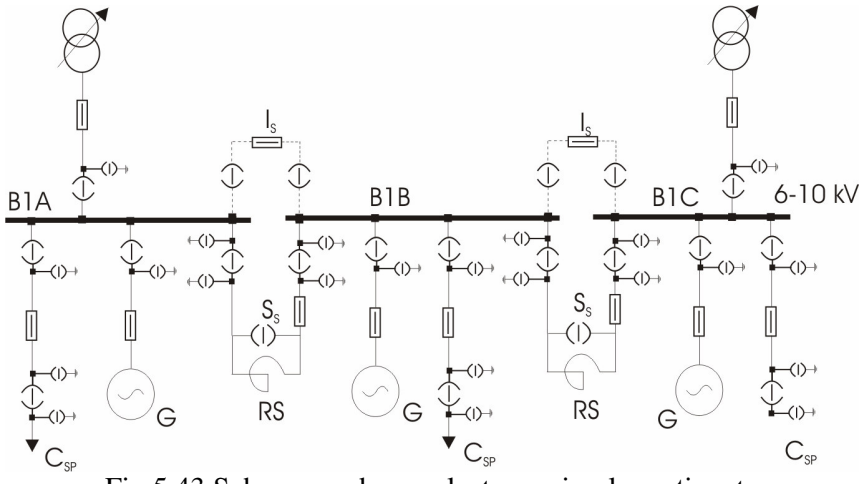


Fig.5.43 Schema cu bare colectoare simple secţionate
cu reactoare de secţionare şi separatoare (întreruptoare) de şuntare

Schema în inel

La schema în inel prezentată în fig. 5.44, avem patru secţii de bare, legate între ele prin cuple longitudinale prevăzute cu reactoare de secţionare. Pentru şuntarea reactoarelor de secţionare se prevăd separatoare. Transformatoarele de legătură cu sistemul sunt racordate simetric la secţiile S_1 şi S_3. Consumatorii sunt racordaţi prin intermediul reactoarelor jumelate pe grupe de plecări, iar serviciile proprii sunt alimentate prin reactoare individuale pe fiecare secţie de servicii proprii. Pentru rezolvarea sigură a serviciilor proprii se prevede o secţie de bare speciale între primul transformator de legătura şi prima secţie de bare. Reactoarele de secţionare se dimensionează pentru regimul de alimentare a consumatorilor secţiei, în cazul lipsei generatorului sau a transformatorului de legătură cu sistemul, precum şi pentru regimul de transmitere a puterii excedentare din secţia de bare în cazul defectării unuia din elementele: transformatorul de legătură sau a întreruptorului de cuplă longitudinală.

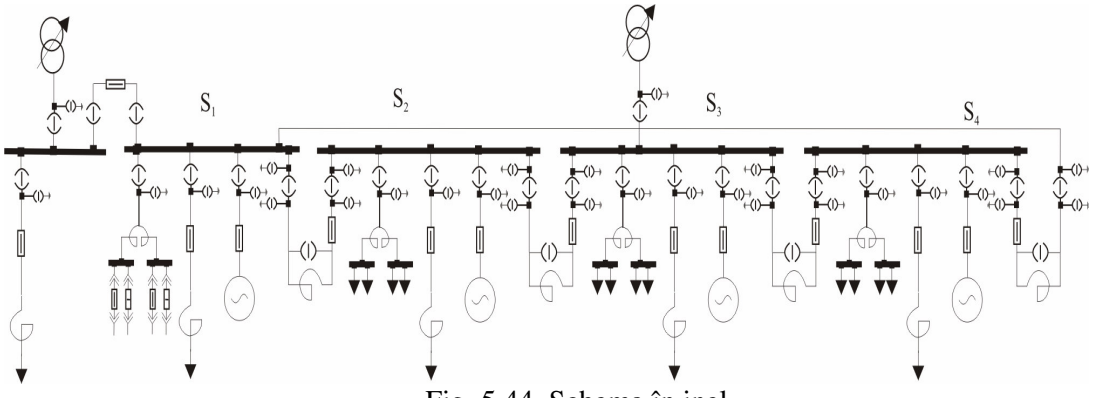


Fig. 5.44. Schema în inel

Schema în stea

Schema în stea este prezentată în fig. 5.45.; are patru secţii de bare, legate între ele printr-o bară de egalizare, fiecare legătură între secţiile de bare şi bara egalizatoare fiind prevăzută cu reactor. Este prevăzută posibilitatea de şuntare a reactoarelor prin separatoare. Consumatorii şi serviciile proprii se alimentează prin linii prevăzute cu reactoare individuale.

Reactoarele barei de egalizare se dimensionează pentru regimul de alimentare a secţiei în cazul în care iese din funcţiune una dintre sursele de alimentare ale secţiei (generatorul sau

transformatorul de legătură), sau pentru regimul de transmitere a puterii disponibile a secţiei spre sistemul energetic. Utilizarea schemei în stea este legată de soluţii constructive, în comparaţie cu schema în inel. Din această cauză schema nu a găsit o utilizare largă.

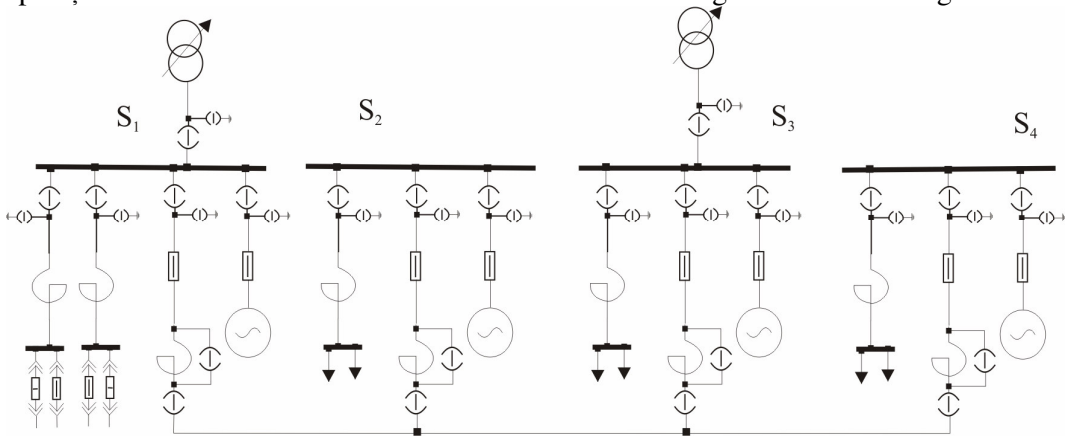


Fig. 5.45. Schemă în stea

Schema cu bare colectoare duble si un întreruptor pe circuit

La tensiunea de producere o largă utilizare a căpătat schema cu bare colectoare duble (o bară de lucru şi una de rezervă), cu bare de lucru secţionate în două, trei sau patru secţii de bare. La două sau trei bare se folosesc scheme cu bare în linie (fig. 5.46.), iar la patru secţii de bare sistemul de lucru se leagă în inel. Sistemul de bare de rezervă nu se secţionează.

În schemă în afară de întreruptoarele de secţionare se folosesc întreruptoare de cuplă transversală CT.

Prezenţa întreruptorului de CT conduce la eliminarea separatoarelor de şuntare a reactoarelor de secţionare. Consumatorii şi serviciile proprii se alimentează de la barele colectoare prin linii individuale. Dacă este necesar, liniile se prevăd cu bobine de reactanţă. Fiecare circuit se conectează la barele colectoare prin două separatoare, unul din ele fiind în funcţionare normală deschis. Separatoarele de bare pe lângă funcţiunile de scoatere în revizie au şi funcţiuni operative, ceea ce conduce la micşorarea siguranţei în funcţionare.

Avantajul schemei cu sistem dublu de bare, constă în posibilitatea scoaterii în revizie a oricărei staţii de bare, fără să se întrerupă alimentarea consumatorilor şi posibilitatea efectuării reviziei oricărui separator de bare cu condiţia întreruperii alimentării circuitului respectiv (celelalte circuite se trec pe celălalt sistem de bare).

În caz de defect pe una din secţiile de bare, consumatorii de pe secţia respectivă rămân nealimentaţi numai pe timpul trecerii operative a consumatorilor de pe secţia defectă pe sistemul de bare de rezervă.

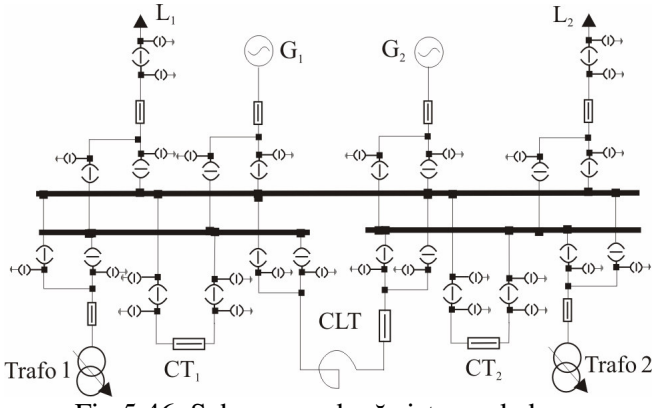


Fig.5.46. Schema cu două sisteme de bare

(sistemul de lucru este secţionat în două secţii)

Cu ajutorul întreruptorului de cuplă transversală se pot efectua următoarele manevre: trecerea circuitelor de pe sistemul de bare de lucru pe sistemul de rezervă şi invers, fără întreruperea alimentării circuitelor respective; deconectarea oricărui circuit, dacă întreruptorul circuitului respectiv, din diferite motive nu poate fi deconectat (scurgerea uleiului din întreruptor, defectarea dispozitivului de acţionare etc.). Calităţile schemei enumerate mai sus conduc la mărirea siguranţei de alimentare a consumatorilor.

De asemenea, schema cu bare duble are şi o serie de dezavantaje: instalaţiile de distribuţie realizate cu bare colectoare duble, constructiv sunt mai complicate şi mai scumpe, faţă de schemele cu bare colectoare simple; schemele de blocaj ale separatoarelor, sunt mult mai complicate. Folosirea separatoarelor de bare ca elemente operative conduc la avarii datorate personalului, ceea ce face ca siguranţa schemei să se reducă.

Schema cu bare colectoare se foloseşte în cazurile în care numărul de plecări de pe secţiile de bare este mai mare de 6-8 şi în special atunci când consumatorii sunt alimentaţi fără linii de rezervă.

5.2.4. SCHEMELE ELECTRICE ALE CHE

Schemele electrice ale CHE sunt în general mai simple decât cele aferente termocentralelor. Acest lucru decurge din specificul CHE în care numărul orelor de utilizare al puterii instalate este redus iar consumatorii de servicii proprii sunt aproximativ cu un ordin de mărire mai mici.

În fig. 5.47. se prezintă simplificat câteva variante de scheme electrice de conexiuni mai des întâlnite la CHE, urmând ca varianta aleasă în final să ţină cont de numărul de ore de funcţionare al fiecărui grup, la legăturile schemei cu alte grupuri sau cu S.E.N., gradul de siguranţă oferit serviciilor interne, de faptul dacă grupurile sunt reversibile sau nu etc.

In schema din fig. 5.47., se prezintă o schemă des întâlnită la grupurile hidro de putere medie care livrează energia produsă la î.t. sau f.î.t. Pentru reducerea investiţiei în transformatoare se pot folosi transformatoare cu mai multe înfăşurări secundare.

De regulă prelevarea energiei necesare alimentării consumatorilor de S.I. se face după întreruptorul generatorului, independent de funcţionarea hidroagregatului.

La tensiunea superioară, sistemul de bare colectoare este de tip simplu sau, funcţie de importanţa nodului realizat, se mai adaugă o bară de ocolire, arareori se dublează.

Nu este obligatorie prelevarea câte unei alimentări de servicii interne de la fiecare grup; uneori este suficientă o derivaţie, alimentarea de rezervă AR fiind luată de la o reţea locală de medie tensiune. Pentru diminuarea investiţiei în transformatorul ridicător, acesta se poate prevedea cu o singură înfăşurare la tensiunea superioară.

În raport cu importanţa centralei, barele colectoare sunt duble, simple plus bară de transfer, etc. sau pur şi simplu pot lipsi, ca în varianta din fig. 5.47.b. În fine, pentru cazul integrării în schemă a unui grup reversibil GR, alternator-motor de la CHEAP, se dă varianta din fig. 5.47.c.

O particularitate a schemelor CHE este dispersarea instalaţiilor: la uzina propriu-zisă, la baraj (ecluze), castelul de echilibru. Uneori pentru punctele mai importante, mai nou se foloseşte drept alimentare de rezervă de grup Diesel-generator cu pornire rapidă.

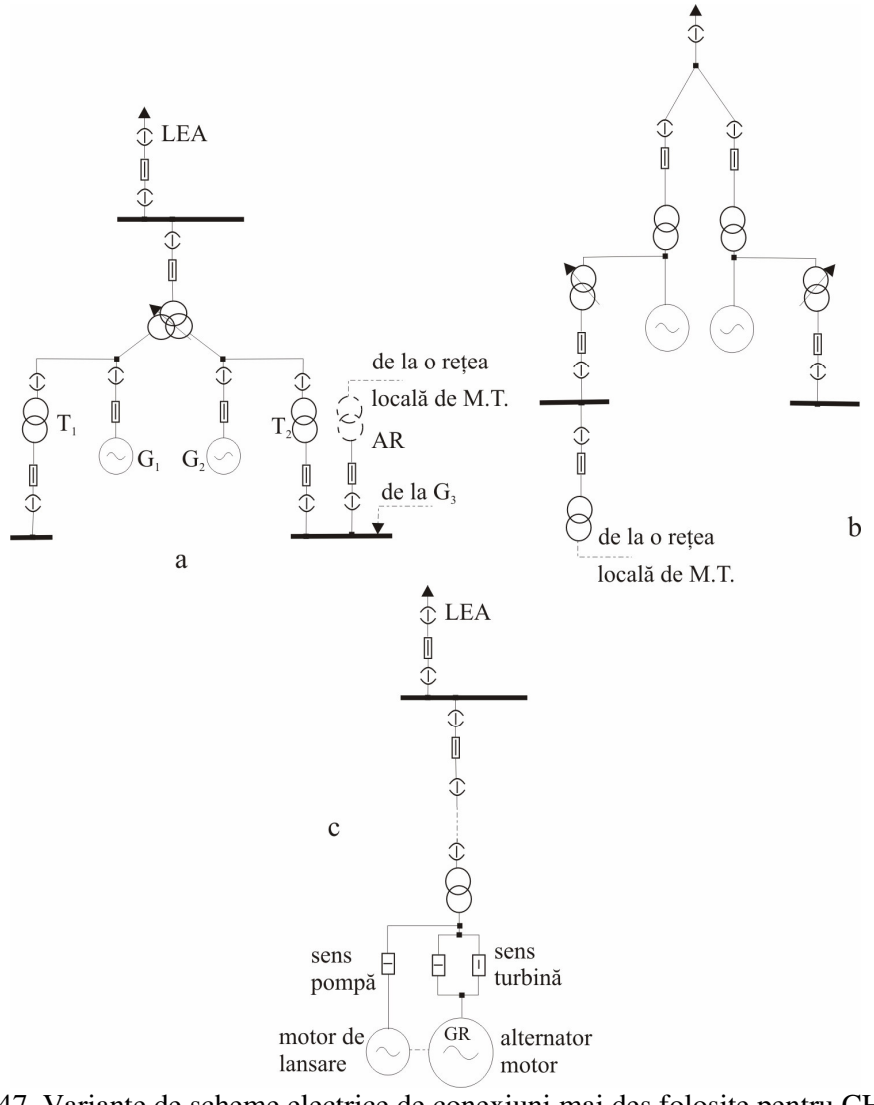


Fig.5.47. Variante de scheme electrice de conexiuni mai des folosite pentru CHE
a-schemă cu bară simplă; b-fără bară; c-cu bară simplă şi CHEAP subterană

5.2.5. LIMITAREA CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

La centralele electrice cu tensiuni înalte, şi în special la centralele termoelectrice limitarea curenților de scurtcircuit este o problemă de mare importanță care se rezolvă astfel [15-18]:

a) prin limitarea numărului de blocuri care se conectează pe aceeaşi bară;
b) prin trecerea la o tensiune superioară.

La centralele cu distribuție la tensiunea de producere, limitarea curenților de scurtcircuit se face prin:

a) limitarea numărului de generatoare cuplate pe aceeaşi secție de bare;
b) folosirea reactoarelor de secționare;
c) folosirea transformatoarelor cu două înfăşurări la tensiune de producere a generatoarelor;
d) folosirea reactoarelor de linie.

În instalațiile de servicii proprii limitarea curenților de scurtcircuit se face prin:

a) folosirea transformatoarelor cu două înfăşurări secundare;

b) limitarea puterii unitare a transformatoarelor;
c) limitarea numărului de motoare de putere mare conectate pe o secție de bare

Reactoarele de secționare şi reactoarele de linie

Reactoarele de secționare limitează curenții de scurtcircuit în întreaga rețea de la tensiunea de producere, inclusiv barele colectoare, iar reactoarele de linie numai în rețeaua de distribuție. Reactoarele de linie au curenții nominali mult mai mici ca reactoarele de secționare. Din această cauză reactoarele de linie realizează o limitare mult mai importantă deoarece reactanța reactoarelor în ohmi este invers proporțională cu curentul nominal al reactorului.

$$x_r = x_{*_r} \frac{U_{nom}}{\sqrt{3} I_{nom}} [\Omega],$$

unde: x_r - reactanța reactorului în [ohmi];

x_{*_r} - reactanța în mărimi relative raportată la mărimile nominale;

U_{nom}, I_{nom} - tensiunea şi curentul nominal al reactorului.

La proiectarea centralelor electrice de termoficare în prima etapă se verifică posibilitatea limitării curenților de scurtcircuit în rețea cu ajutorul reactoarelor de secționare.

Dacă limitarea curenților de scurtcircuit cu reactoare de secționare nu este suficientă, se analizează suplimentar instalarea reactoarelor în linie. Ca reactoare de secționare se folosesc bobine de reactanță cu o înfăşurare, iar ca reactoare de linie - bobine de reactanță cu o înfăşurare sau bobine de reactanță cu priză mediană (reactoare jumelate).

Curentul nominal al reactoarelor de secționare, în mărimi relative raportate la curentul nominal al reactorului secției de bare de obicei se ia egal cu: 0,6 - 0,8 în schemele cu reactoare în linie pe barele colectoare, în schemele în stea 0,9-1. La CET de putere medie sau mare, curentul minimal al reactoarelor de secționare este cuprins între limitele 1,5-4 kA. Reactanțele reactoarelor se iau egale cu 8 -12 şi 5 – 8%.

La centralele electrice de termoficare regimul de funcționare se aranjează în aşa fel, încât, circulația de curenți (în regim normal de funcționare) prin reactoarele de secționare să fie minim.

Pierderile de tensiune în reactoarele de linie, în regim normal de funcționare sunt:

$$\Delta U_r^* \approx I_r * x_r * \sin \varphi_{sarc.}$$

Această cădere de tensiune nu trebuie să depăşească 2 – 3%.

Nivelul curenților de scurtcircuit în rețeaua de distribuție se limitează pentru asigurarea următoarelor cerințe:

a) capacitatea de deconectare a întreruptoarelor în linie, montate în CET;
b) stabilitatea termică a cablurilor de linie, care pleacă din CET;
c) capacitatea de deconectare a întreruptoarelor instalate în rețeaua de distribuție, la consumatori;
d) stabilitatea termică a cablurilor din rețeaua de distribuție de la consumatori.

În cazul general, nivelul optim al curenților de scurtcircuit se poate găsi pe baza calculelor tehnico-economice. Dacă majoritatea sarcinii este formată de motoare electrice, care necesită un grad mare de siguranță şi lungimile cablurilor de distribuție sunt mici, atunci se recomandă ca limitarea curenților de scurtcircuit să se facă conform tradiției (a). În cazul în care rețeaua de cabluri este scumpă (în general în cartierele centrale ale oraşelor) apar ca determinante condițiile (c) şi (d).

Dacă este necesară o importantă limitare a curenților de scurtcircuit în rețea, atunci se folosesc bobine de reactanță pe linii.

Pentru linii de putere mare (în jur de 1000 A) de obicei se folosesc reactoare individuale pentru fiecare linie, fig. 5.48.a. sau reactoare jumelate pentru două linii fig. 5.48.b. Pentru linii

de puteri mai mici, de obicei, se folosesc reactoare pe grupe de plecări – simple sau jumelate fig. 5.48.c. şi d. Numărul liniilor care pot fi racordate la un reactor sau pe o ramură a reactorului jumelat, depinde de capacitatea de tranzit a reactorului.

Este de dorit ca numărul reactoarelor de linie să fie cât mai mic şi în acelaşi timp să nu se mărească prea mult numărul de linii pe un reactor, deoarece, defectarea reactorului pentru un grup de linii conduce la întreruperea alimentării pe perioadă mai mare de timp a tuturor liniilor racordate la reactor cu supraîncărcarea altor reactoare.

Avantajul reactoarelor individuale (cu o singură linie) constă în faptul că un defect pe linia respectivă nu conduce la scăderi importante de tensiune la liniile vecine. În schemele cu reactoare pe grupe de linii, defectul pe una din linii, conduce la scăderea tensiunii la toate liniile conectate pe reactorul de grup de linii.

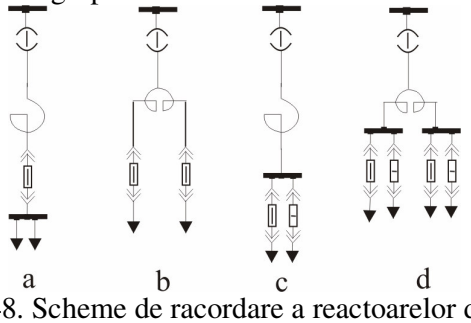


Fig.5.48. Scheme de racordare a reactoarelor de linie
a-reactor simplu pentru o linie; b-reactor jumelat pentru două linii;
c-reactor simplu pentru grup de linii; d-reactor jumelat pentru două grupe de linii.

La alegerea reactoarelor trebuie să se ţină cont şi de dimensiunile, greutatea şi posibilitatea de instalare.

5.2.6. SCHEMELE STAŢIILOR DE DISTRIBUŢIE DE TENSIUNI ÎNALTE ŞI MEDII

În România instalaţiile de distribuţie ale centralelor electrice cu tensiuni nominale de 110 - 400 kV inclusiv se execută cu bare colectoare duble şi cu bare de ocolire cu un întreruptor pe un circuit şi patru separatoare pe fiecare circuit, fig. 5.49. În cazul funcţionării normale amândouă sistemele de bare sunt folosite ca sisteme de lucru.
Întreruptorul de cuplă transversală are rol de întreruptor de secţionare.

Instalaţiile de distribuţie de acest tip au o serie de avantaje dar şi dezavantaje.

Ca dezavantaje trebuiesc amintite:

1.-trecerile de pe un sistem de bare pe altul, precum şi pe sistemul de ocolire efectuate cu ajutorul separatoarelor sub curent, ceea ce micşorează siguranţa centralelor electrice;

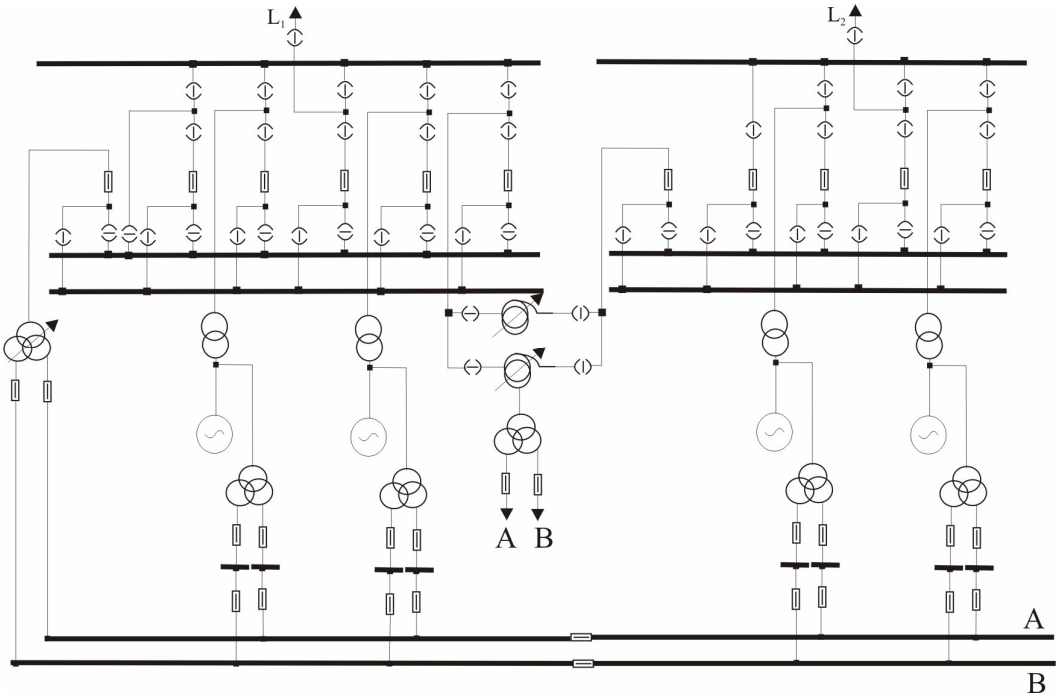


Fig.5.49. Schema unei centrale cu 4 grupuri la care s-a folosit schema cu bare duble şi bară de ocolire.

2.-un dezavantaj major al schemelor cu bare duble este deconectarea unui număr de blocuri şi a unui grup de linii în cazul defectelor în zona barelor colectoare sau în afara barelor colectoare şi refuzul acţionării întreruptorului de linie;
3.-defectarea întreruptorului cuplei transversale poate duce la scoaterea din funcțiune a ambelor bare colectoare.

La o serie de centrale electrice pentru a mări siguranța de funcționare - barele colectoare sunt secționate, fig. 5.50. Prin aceasta secțiile de lucru s-au mărit la patru.
Numărul de blocuri şi linii care pot fi deconectate în cazul defectelor în zona barelor colectoare se reduce la jumătate. O astfel de schemă este relativ complicată. Costul instalației de distribuție este sporit şi datorită numărului mare de întreruptoare folosite.

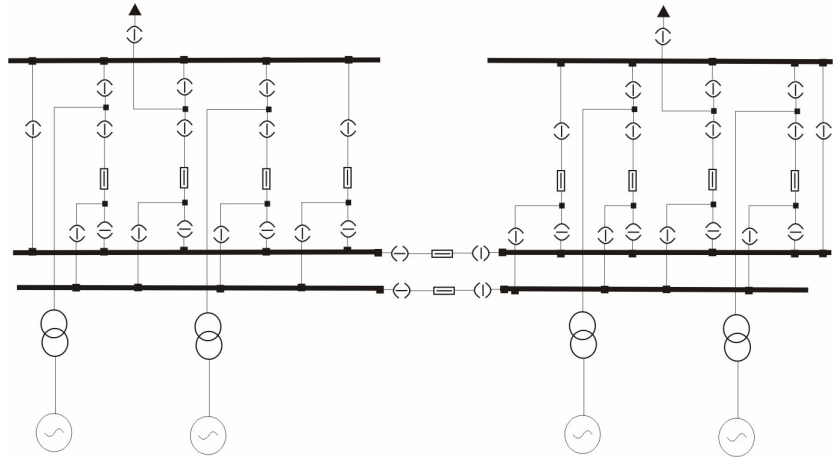


Fig.5.50. Schema cu bare duble acționate şi bare de ocolire

Scheme cu un întreruptor şi jumătate pe circuit

Au avantajul că elimină complet folosirea cuplelor transversale, avarierea unui circuit, deconectează întreruptoarele adiacente, după care se izolează circuitul prin separatorul său, iar reţeaua se reface prin închiderea întreruptoarelor care au declanşat. Schema este însă şi mai scumpă datorită sporirii numărului de întreruptoare (fig. 5.51.).

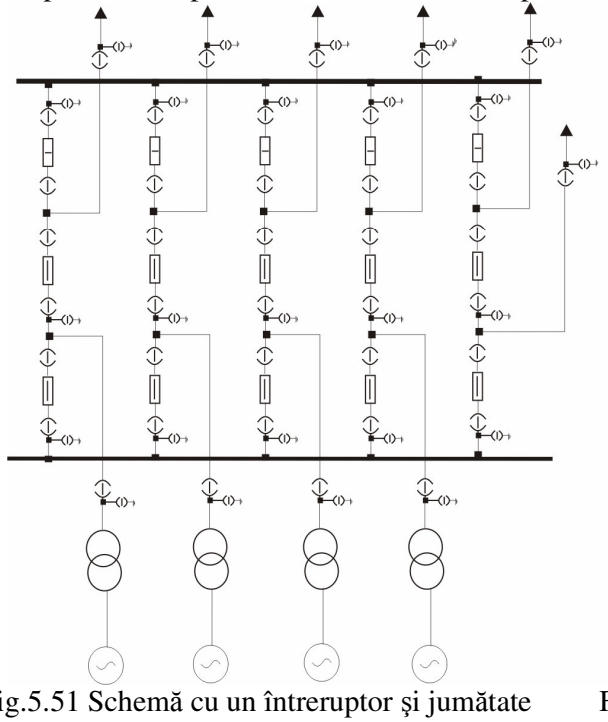


Fig.5.51 Schemă cu un întreruptor şi jumătate pe circuit

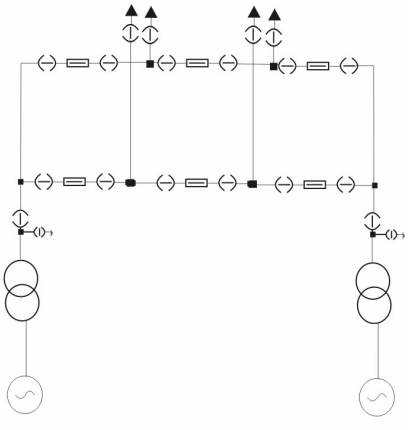


Fig.5.52. Schemă în hexagon pentru o centrală cu două grupuri şi 4 linii

Această schemă are două bare colectoare şi trei întreruptoare la două circuite.

Părţile pozitive ale acestei scheme (fig. 5.51.) sunt:

a - scoaterea în revizie a întreruptorului nu necesită manevre de separatoare sub curent; pentru revizie este suficient să se deconecteze întreruptorul şi separatorul corespunzător; prin aceasta circuitele rămân în funcţiune.

b - în cazul unui scurtcircuit în zona barelor colectoare nici un circuit nu este scos din funcţiune (se consideră că toate întreruptoarele sunt închise).

Refuzul de acţionare a unui întreruptor duce la deconectarea împreună cu circuitul defect a unei bare colectoare sau a circuitului alăturat.

Siguranţa în funcţionare a schemei cu 1 şi 1/2 întreruptoare pe circuit este mai mare ca schemele cu bare duble cu un întreruptor pe un circuit şi 2 cuple longitudinale.

Costul schemelor cu 1 1/2 întreruptoare pe circuit este cu puţin mai mare ca a unei scheme cu bare colectoare duble.

Scheme poligonale

Au căpătat utilizare în Canada, S.U.A. şi Anglia. În poligoanele simple fig. 5.52. barele colectoare sunt închise în inel şi sunt secţionate cu întreruptoare după numărul de circuite. Pe racorduri întreruptoarele lipsesc, aici sunt prevăzute numai separatoare cu dispozitive de comandă la distanţă.

La un număr mare de plecări poligonale se prevăd punţi (fig. 5.53.).

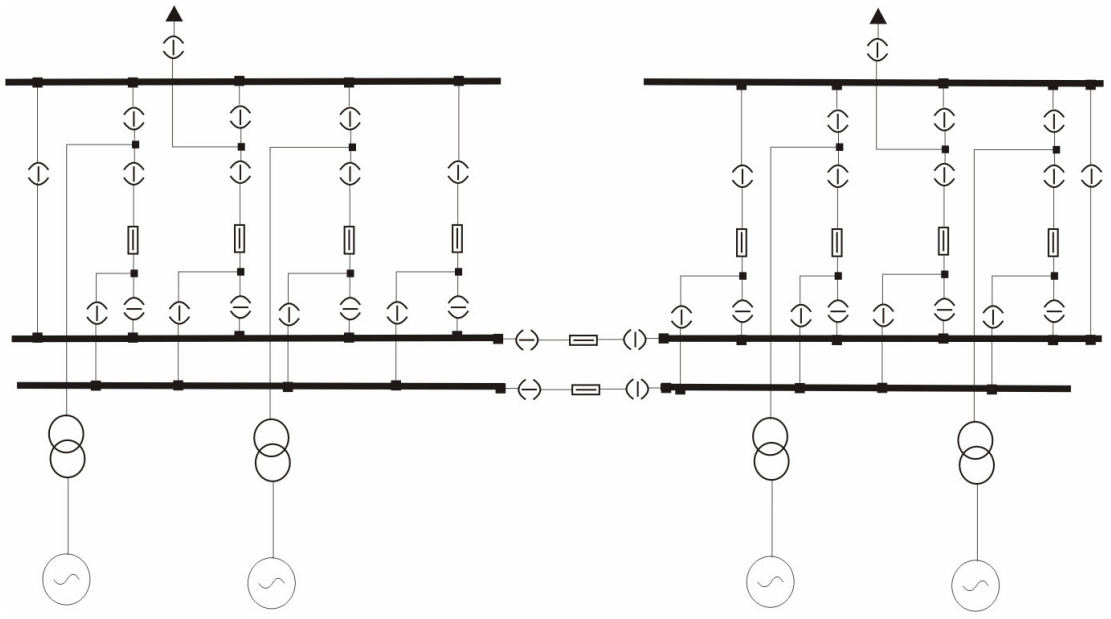


Fig.5.53. Schemă poligonală cu punți

În încheiere, trebuie menționat că siguranța instalației de distribuție nu depinde numai de schema adoptată ci în principal de calitatea aparatelor adoptate; cu cât siguranța aparatajului este mai mare şi reviziile la aparataj mai rare - cu atât schema este mai sigură.

5.2.7. EXEMPLE DE SCHEME ELECTRICE ALE UNOR CENTRALE ELECTRICE DIN ROMÂNIA

Termocentralele

Se prezintă schema unei termocentrale în fig. 5.54., echipată cu grupuri de 100 şi 200 MW, energia electrică produsă fiind evacuată prin stațiile electrice de conexiuni exterioare de 110 şi 220 kV. Legătura între cele două tensiuni superioare este făcută prin cuplaj de tip autotransformator, aici folosindu-se o soluție mai rar întâlnită prin 3 unități monofazate de lucru şi o a patra unitate monofazată de rezervă; acelaşi mod de legătură este folosit cu stația de 400 kV.

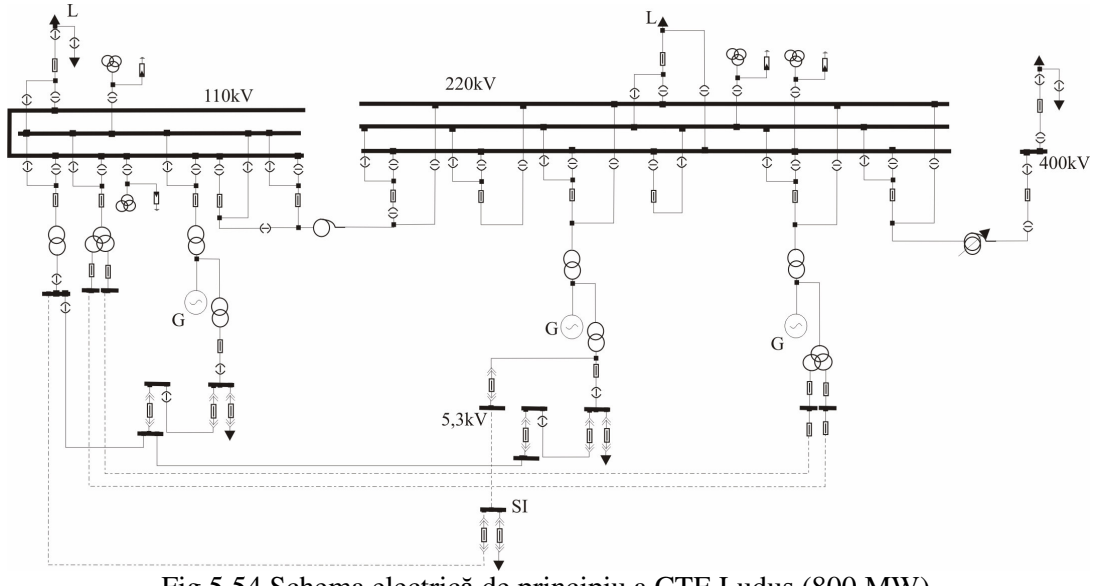


Fig.5.54 Schema electrică de principiu a CTE Luduş (800 MW)

Staţia de 110 kV este realizată cu celule dispuse faţă în faţă, dispoziţie constructivă ce ocupă cel mai bine terenul în cazul în care numărul circuitelor de intrare în bară este aproximativ egal cu cel al circuitelor care pleacă din bară. Din acest motiv una din bare este în formă de ,,U" [19-22].

Staţia de 220 kV este prevăzută şi cu o bară de transfer.

Serviciile proprii de bloc sunt alimentate de la câte două secţii, alimentate de la transformatorul de S.I. de bloc în soluţia clasică la grupurile de 100 MW sau în soluţie modernă la grupurile de 200 MW. La aceasta din urmă solicitările la scurtcircuit sunt reduse corespunzător prin folosirea de transformatoare cu înfăşurarea secundară divizată.

Serviciile interne generale sunt alimentate de la primele grupuri puse în funcţiune. Sursele de *pornire-oprire şi rezervă* sunt prezente prin transformatoarele de 110/6,3 kV de 31,5 MVA şi 12,5 MVA respectiv (TPOR).

Schema electrică a CET Borzeşti, fig. 5.55. prezintă schema părţii CET propriu-zise reprezentată de grupurile de 25 MW şi staţia aferentă la tensiunea de producere 6,3 kV; aici consumatorii sunt alimentaţi prin bobine de reactanţă la fel şi pe cupla longitudinală este prezent reactorul pentru reducerea nivelului curenţilor de scurtcircuit.

Întrucât energia electrică a consumatorilor din zonă este asigurată de grupurile de 25 MW, grupurile de 50 MW de asemenea incluse în sistemul de termoficare îşi va livra energia la 110 kV şi respectiv 35 kV prin transformatoare cu trei înfăşurări. Prezenţa întreruptorului de generator la acestea din urmă permite pornirea-oprirea consumatorilor de S.I. cu energie direct prelevată din reţeaua de 110 sau 35 kV. În fine, grupurile de 200MW realizate în condensaţie pe partea termomecanică au o schemă electrică identică cu a centralei prezentate anterior. Este vorba de schema bloc. Un bloc autotransformator leagă reţelele de 110 şi 220 kV pe motivul că raportul tensiunilor nu întrece 1/3 iar tratarea punctului neutru N este aceeaşi: N legat la priza de pământ!

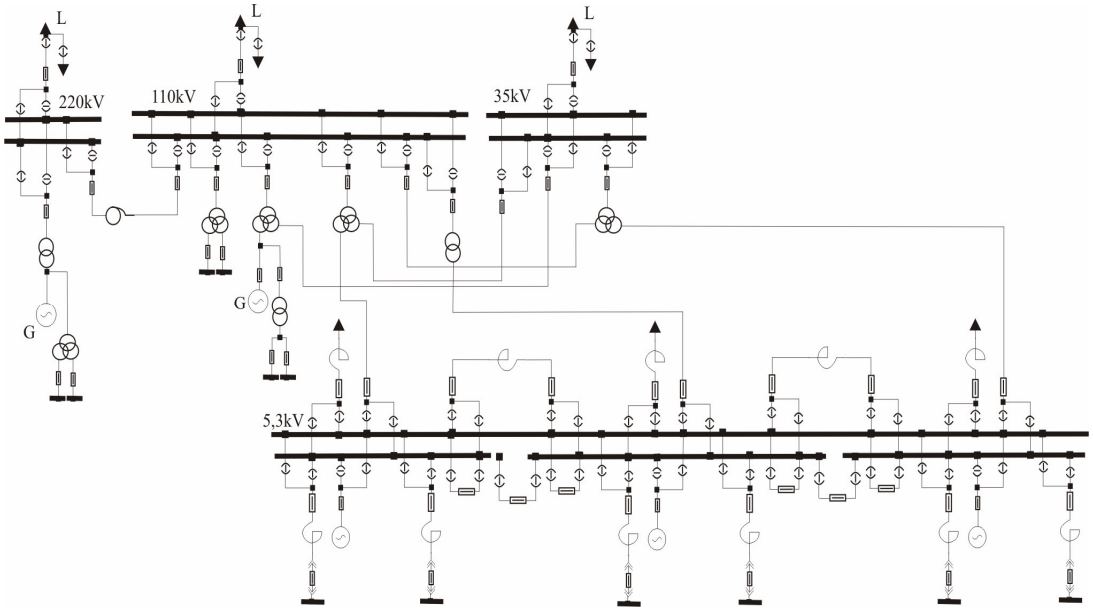


Fig.5.55. Schema electrică simplificată a CET Borzeşti

Hidrocentrale

Se citează schema unei hidrocentrale, de mare putere din Europa [6] (exceptând ex-U.R.S.S.) la care se vede că schema folosită este cea tipică de la marile centrale termoelectrice: schema bloc. Se observă că puterea instalată în transformatoarele de S.I. este cel puţin cu un ordin de mărime inferioară faţă de situaţia de la CTE. Aceasta deoarece prin specificul său, o CHE are partea de S.I. substanţial simplificată. Pentru motivul că este foarte asemănătoare cu o schemă clasică tip bloc şi pentru faptul că nu este tipică, nu se va insista asupra ei.

Într-o schemă tipică pentru CHE de putere, realizată recent în ţara noastră, s-au eliminat complet barele colectoare şi întreruptorul de linie; există câte o secţie de S.I. pentru fiecare hidroagregat, precum şi o bară de S.I. de alimentare de rezervă de la o reţea de m.t. din zonă. În general, schemele CHE nu au decât o bară colectoare şi eventual o bară de rezervă.

Centralele nuclearo-electrice. Generalităţi ale schemelor de CNE

Schemele de comutaţie ale centralelor nuclearo-electrice sunt asemănătoare cu schemele de comutaţie ale centralelor termoelectrice (CTE sau CET). Centralele nuclearo-electrice se deosebesc de centralele termoelectrice prin faptul că CNE necesită un înalt grad de siguranţă pentru care sunt necesare zone de protecţie sanitară şi norme speciale de exploatare şi securitate.

Majoritatea centralelor electrice nucleare funcţionează ca centrale de condensaţie şi schemele lor de comutaţie se construiesc pe principiul blocului. La proiectarea schemei electrice a CNE se ţine cont de faptul că la aceste centrale există următoarele particularităţi:

a) toată energia electrică produsă de centrală, din care se scade energia consumată în serviciile proprii, se transmite în sistem la foarte înaltă tensiune;
b) se folosesc, de regulă, agregate de putere unitară foarte mare, 500-1500MW;
c) alimentarea serviciilor proprii trebuie să se facă cu siguranţă mărită;
d) sunt puţin manevrabile (la fel ca CTE) şi nu sunt apte pentru regimuri variabile;
e) folosesc cantităţi de combustibil reduse, ceea ce simplifică instalaţiile de alimentare cu combustibil, ceea ce face să existe spaţiu pentru instalaţiile de distribuţie de înaltă tensiune;

f) nu poluează atmosfera şi din această cauză nu apar probleme cu izolaţia instalaţiilor de înaltă tensiune;
g) sunt autonome din punct de vedere tehnologic şi depind numai de alimentarea cu apă şi din această cauză pot fi amplasate şi în locuri izolate greu accesibile.

La CNE se instalează grupuri de putere mare la care se racordează şi transformatoarele pentru alimentarea serviciilor proprii.

La înaltă tensiune se folosesc scheme cu siguranţă mărită, care caracterizează CTE, şi anume: poligonale (pătrat, pentagon, hexagon); poligonale cu punţi; cu două bare colectoare cu bare de ocolire; cu două bare şi două întreruptoare pe circuit; scheme cu 1,5 întreruptoare pe circuit.

Practica actuală, care se bazează pe un număr de circa 300 de centrale nuclearo-electrice executate sau comandate pe plan mondial, pune în evidenţă faptul că filiera reactoarelor folosite nu influenţează schema electrică de racord la sistemul energetic. Pe de altă parte, soluţiile de racord la sistemul energetic al centralelor nuclearo-electrice nu diferă de cele utilizate în cazul centralelor electrice clasice echipate cu grupuri de mare putere la care se pun aceleaşi probleme de asigurare a stabilităţii generatoarelor.

La centralele nuclearo-electrice se impun condiţii speciale de securitate, care se reflectă în modul de realizare a sistemului de alimentare a serviciilor proprii. Rezolvarea acestei probleme se face în mod specific pentru diversele filiere de reactoare nucleare.

În lucrare se evidenţiază particularităţile părţii electrice a centralelor echipate cu reactoare nucleare de tip CANDU. Având în vedere cele de mai sus, o atenţie deosebită este acordată sistemului de alimentare cu energie electrică a serviciilor proprii.

Schema electrică de principiu a blocului

După cum se ştie, schema electrică primară a unei centrale electrice îndeplineşte următoarele două funcţiuni:

- transferarea către sistemul energetic a energiei electrice produse în centrală
- alimentarea cu energie electrică a serviciilor proprii ale centralei.

Sistemul de evacuare a puterii generatorului se compune din transformatorul ridicător de bloc TB şi din staţia de înaltă tensiune prin care se face racordul cu subsistemul electroenergetic. Pentru exemplificare, am considerat o staţie de racord cu schemă poligonală, centrala fiind prevăzută cu două grupuri G1 şi G2 şi două linii L1 şi L2, prin care se evacuează trecerea în sistem.

Sistemul de alimentare a serviciilor proprii se compune din transformatorul de servicii proprii de la bornele generatorului TSPG şi transformatorul de servicii proprii de la sistem TSPS, precum şi din barele de medie şi joasă tensiune, aparatele de comutaţie şi cablurile de legătură aferente.

În cazul unui bloc energetic de tip CANDU, 7-10% din puterea generatorului principal este folosită pentru alimentarea serviciilor proprii, iar restul de 90–93% este evacuat în sistemul electroenergetic.

Pentru asigurarea continuităţii alimentării cu energie electrică a serviciilor proprii este prevăzut un sistem de transfer automat al alimentării schemelor de la TSPG la TSPS sau invers.

De menţionat pentru alimentarea unei anumite clase de consumatori se prevăd surse independente de sistem. Faţă de cazul unei centrale termoelectrice clasice, aceste surse independente au o putere considerabil mai mare.

Având în vedere importanţa deosebită a centralei nucleare pentru sistemul energetic naţional, racordarea s-a realizat la sistemul energetic s-a realizat la tensiunea de 400 kV, printr-o staţie cu bare colectoare duble secţionate longitudinal şi 1,5 întreruptoare pe circuit. Alimentarea din sistem a serviciilor proprii este asigurată printr-o staţie de 110 kV cu bare

colectoare duble secţionate longitudinal şi un întreruptor pe circuit. Secţiile de bare de 110 kV sunt alimentate prin două transformatoare de 250 MVA, racordate la staţia de 400 kV.

5.3. DISPOZIŢII CONSTRUCTIVE ALE INSTALAŢIILOR DE ÎNALTĂ TENSIUNE DIN CENTRALE ŞI STAŢII ELECTRICE

5.3.1. CONDIŢII GENERALE

O schemă electrică de conexiuni transpusă fizic în teren conduce la aşa numita *dispoziţie constructivă*. Evident, aparatele şi legăturile conductoare sunt plasate într-un volum minim cu respectarea unor deziderate adiacente. Dintre acestea se menţionează siguranţa în funcţionare, securitatea personalului care deserveşte instalaţiile mai ales în timpul manevrelor operative, claritatea montajului realizat care să garanteze o exploatare simplă şi eficientă, extinderi viitoare care să poată fi uşor realizabile, economicitatea soluţiei adoptate ce rezultă din mărimea efortului de investiţie şi din volumul cheltuielilor de exploatare, importanţa instalaţiilor respective în cadrul SEN, respectiv a obiectivelor economice şi sociale alimentate direct, condiţii de climă zonală şi forma terenului de amplasare etc. În viitorul previzibil practica *lucrului sub tensiune LST* va fi o realitate obişnuită.

Siguranţa în exploatare a instalaţiilor

Modul în care se dispun aparatele şi legăturile conductoare afectează gradul de siguranţă în funcţionare al instalaţiilor în regim normal de funcţionare sau în condiţiile apariţiei unei perturbaţii, ca de exemplu: suprasolicitări electrice anormale ale izolaţiei sau a căilor de curent, suprasolicitări accidentale mecanice, incendii etc.

Măsurile care se iau încă din faza de proiectare a instalaţiilor în vederea obţinerii unei siguranţe în funcţionare satisfăcătoare, care se referă la asigurarea:

a) nivelului de izolare necesar între diferitele elemente sub tensiune sau între acestea şi pământ, realizabil prin dispunerea spaţială a acestor elemente astfel încât intensitatea câmpului electric în orice situaţie de funcţionare permisă să rămână inferioară valorii critice la care are loc străpungerea mediului izolat folosit. Altfel spus, trebuie asigurate distanţele minime de izolaţie. Aceste distanţe verificate pe cale experimentală sunt normate şi valorile lor pentru părţi fixe sub tensiune sunt date spre exemplificare în tabelul 5.1

Tabelul 5.1.

Distanţele minime de izolaţie

Tensiunea nominală (kV)	Distanţa între faze (mm) exterior	Distanţa între faze (mm) interior	Distanţa între fază şi pământ (mm) exterior	Distanţa între fază şi pământ (mm) interior
6	220	100	200	90
10	220	130	200	120
20	330	200	300	180
110	1000	1000	900	900
220	2000	2000	1800	1800
400	3400	3400	3100	3100

În cazul conductoarelor flexibile distanţele mai sus tabelate se suplimentează cu mărimea (vezi şi fig. 5.56.), $a = f \sin(\text{arctg } P/Q)$.

În general distanţele izolante se majorează: în cazul staţiilor realizate la altitudini de peste 1000 m în vederea limitării pierderilor prin descărcare coroana; staţiile din zonele intens

populate sau din punctele SEN unde efectele electrodinamice la scurtcircuit trebuie reduse; la polii opuşi ai separatoarelor în vederea evitării şuntări prin arc electric se procedează la o mărire a distanţei izolante cu cel puţin 20%; în staţiile în care se realizează un grad mărit de securitate etc.

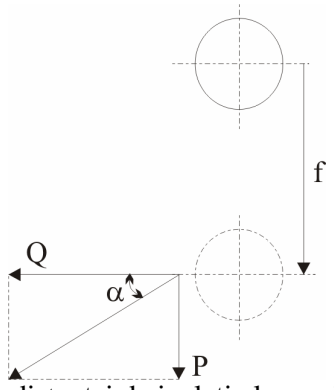


Fig.5.56. Majorarea distanţei de izolaţie la conductoarele flexibile:
f-săgeata conductorului flexibil; *P*,*Q*,- componentele verticală, respectiv orizontală a rezultantei sarcinilor care solicită conductorul

b) Reducerea riscurilor de avarie datorate arcurilor electrice care în general sunt mobile, deplasându-se sub acţiunea câmpurilor electromagnetice şi termice intense, dezvoltate la scurtcircuite polifazate şi care pot deci scoate din funcţiune total sau parţial staţia electrică.

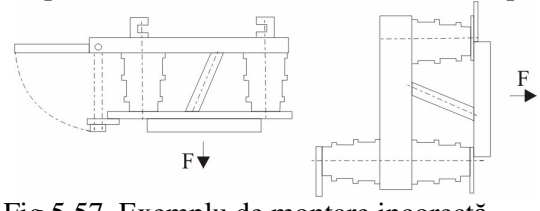


Fig.5.57. Exemplu de montare incorectă
în care este favorizată deschiderea accidentală a cuţitelor principale, respectiv închiderea cuţitelor de legare la pământ.

În vederea confirmării defectului prin arc cât mai aproape de punctul în care s-a dezvoltat se recurge la anumite artificii constructive cum ar fi prevederea de pereţi despărţitori rezistenţi mecanic între:
- celulele alăturate;
- barele colectoare şi restul echipamentelor;
- diferite părţi din interiorul celulelor, funcţie de mărimea curenţilor de scurtcircuit;
- secţiile de bare colectoare.

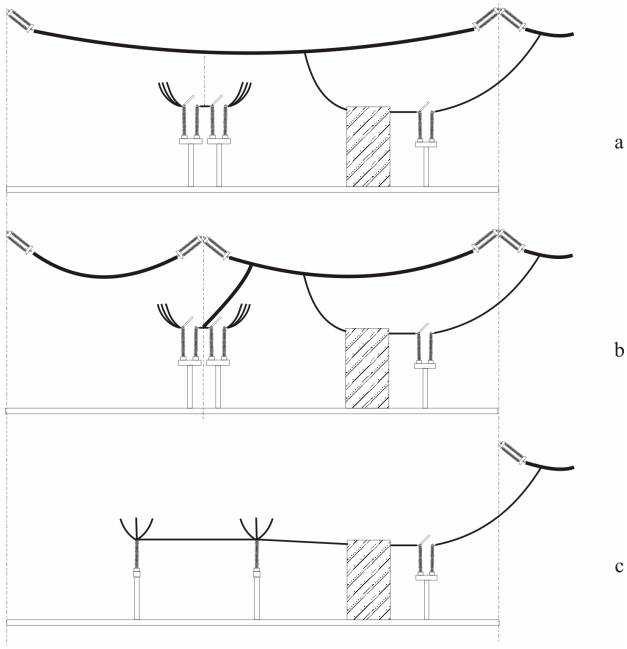


Fig.5.58. Exemple de dispunere a căilor de curent la care ruperea conductorului superior conduce la avaria:
a - ambelor bare colectoare; b - unui singur sistem de bare colectoare; c - riscuri mult diminuate.

c) Reducerea riscurilor de avarie din cauza solicitărilor accidentale mecanice, se referă în special la următoarele trei aspecte:

- dispunerea separatoarelor astfel încât să nu fie posibilă deschiderea accidentală a cuțitelor principale sub acțiunea greutății proprii; sau a forțelor electrodinamice, respectiv închiderea cuțitelor de legare la pământ, fig. 5.57.;
- prin dispunerea judicioasă a legăturilor conductoare este posibil ca avariile cauzate de ruperea acestor legături sau a lanțurilor de izolatoare să nu se extindă, conform exemplificării din fig. 5.58.;
- este indicat ca izolatoarele de porțelan să fie solicitate în special la compresiune şi nu la încovoiere, conform fig. 5.59.

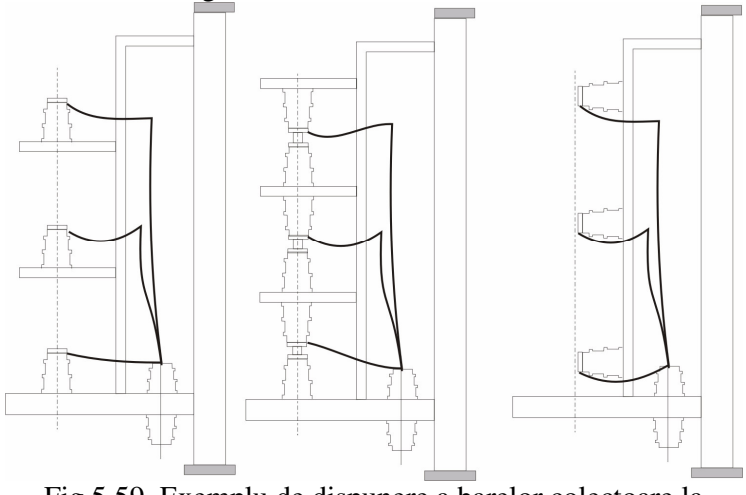


Fig.5.59. Exemplu de dispunere a barelor colectoare la care izolatoarele suport sunt solicitate:
a-avantajos; b-dezavantajos.

d) Diminuarea pericolului de incendiu urmăreşte realizarea de dispozitive anexe care să diminueze efectele nocive ale unui incendiu pe cât posibil la zona în care s-a produs, ştiut fiind că în instalațiile electrice există materiale puternic inflamabile - uleiuri din transformatoare, bobine, cabluri şi respectiv o bună parte din materialele izolante ale acestora. Iată câteva din măsurile constructive care sunt gândite să limiteze efectul nociv al incendiilor.

Relativ la canalele de cabluri din instalațiile electrice se prevăd din loc în loc dopuri ignifuge din azbest care să împiedice propagarea incendiului în lungul acestuia. Clădirile se realizează în general din materiale necombustibile, rezistente. În fine, o atenție cu totul specială se acordă transformatoarelor. Astfel: în clădiri transformatoarele se montează în boxe separate, iar în exterior pentru unitățile mari (peste 60 MVA) se prevede separarea acestora prin spații libere de minimum 15 m sau prin pereți antifoc când distanța de 15 m nu poate fi respectată.

Pentru a împiedica extinderea incendiului de la transformatorul avariat, se prevede o instalație de stingere fixă, realizată dintr-un sistem de țevi cu duze care urmăresc gabaritul transformatorului la o anumită distanță. În caz de incendiu se pulverizează CO_2 sau H_2O astfel încât transformatorul este acoperit cu un clopot de abur care împiedică pătrunderea oxigenului suplimentar necesar arderii şi incendiul se stinge (cel puțin se speră acest lucru).

În vederea îndepărtării uleiului scurs din transformator şi astfel a-l împiedica să alimenteze incendiul, sistemul de evacuare se compune dintr-un dispozitiv de captare a uleiului, cu stingător de flacără din piatră sfărâmată care are rolul să fragmenteze flacăra şi un colector calibrat în vederea reținerii întregului volum de ulei.

Securitatea personalului de exploatare

Se prevede evitarea expunerii persoanelor din stația electrică la şocuri termice (la scurtcircuite ori puneri accidentale sub tensiune) sau mecanice (explozii). În acest sens se prevăd dispozițiile constructive încât să împiedice pătrunderea accidentală a personalului de deservire în zona care prezintă riscurile citate mai sus, să protejeze termic şi mecanic culoarele de acces în instalație.

Un principiu verificat este acela ca la revizii/reparații verificarea locului de lucru să poată fi făcută astfel încât să fie scos din funcțiune numai elementul la care se lucrează. Se folosesc separări de protecție şi în general se dispun la distanțe inaccesibile numite şi distanțe de protecție - părțile sub tensiune. Se prezintă în continuare spre exemplificare câteva tipuri de distanțe de protecție:

a) Distanța de protecție pe verticală, de la nivelul de circulație (cu piciorul) până la proxima parte sub tensiune d_{p1}, (fig. 5.60.), este:
$$d_{p1} \geq d_{f0} + H + Z$$

unde: d_{fo} este distanța de izolare în aer între fază şi pământ la tensiunea respectivă;
$H \cong 2300$ mm şi reprezintă înălțimea medie a unui om cu mâinile ridicate în sus;
$Z \cong 400$ mm şi reprezintă grosimea stratului de zăpadă (în cazul stațiilor de tip exterior).

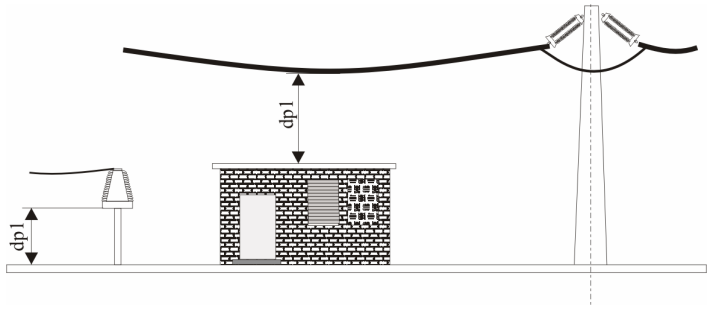


Fig.5.60. Distanța de protecție pe verticală de la nivelul de circulație (cu piciorul pe sol sau pe planşeu) până la proxima parte sub tensiune.

b) Distanța liberă de la verticală sau echipamente transportate în stații exterioare până la proxima parte sub tensiune d_{p2}, se determină cu relația (fig. 5.61.):

$$d_{p2} \geq d_{f0} + p$$

unde: d_{f0} este spațiul obişnuit ocupat de un lucrător, iar $p \leq 750$ mm este un termen de asigurare pentru cazurile în care gabaritul este superior celui acceptat sau vehiculul nu respectă strict spațiul destinat circulației.

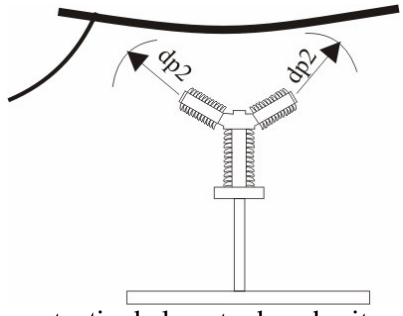


Fig.5.61. Distanța de protecție de la cota de gabarit maxim până la cea mai apropiată parte sub tensiune

c) Flanşa de la baza izolatoarelor suport aflate în vecinătatea spațiilor circulate (cu piciorul), din interiorul incintei îngrădite a stațiilor, trebuie să se afle la o înălțime minimă față de spațiile circulabile de (fig. 5.62.):

$$d_{p3} \geq H + Z$$

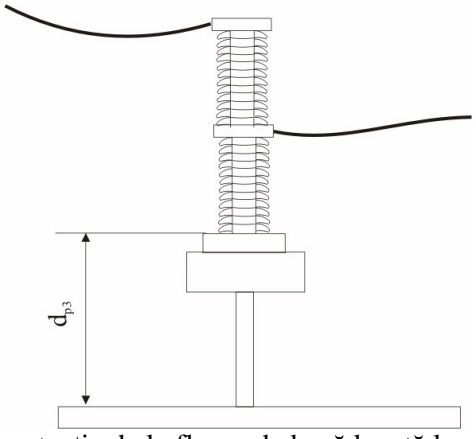


Fig.5.62.Distanța de protecție de la flanșa de bază legată la pământ a izolatoarelor până la calea de circulație (cu piciorul) în incinta îngrădită a stațiilor

d) Există posibilitatea lucrărilor de revizii/reparații la un circuit, atunci când circuitul de deasupra este sub tensiune - prin prevederea unei distanțe de izolație conform relației (fig. 5.63.):

$d_{p4} \geq d_{fo} + q$

în care q ține seama de posibilitatea ca un lucrător care lucrează la circuitul inferior să nu poată atinge cu mâna ridicată, circuitul superior (cel puțin 750 mm).

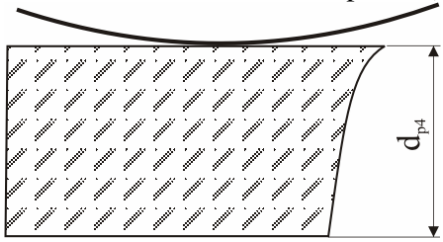


Fig.5.63 Distanța de protecție d_{p4} prevăzută pe verticală între elementele a două circuite distincte când se prevede lucrul la circuitul inferior, atunci când circuitul superior este sub tensiune (partea haşurată este zona de protecție)

e) Asemănător se prevede distanța de protecție pe orizontală între două circuite atunci când se lucrează la unul din ele, celălalt fiind sub tensiune şi nu se pot face separări provizorii pentru protecția personalului (fig. 5.64.):

$$d_{p5} \geq d_{f0} + r$$

în care *r* este distanța măsurată pe orizontală la care poate ajunge un om aflat la înălțime şi lucrând la un circuit (aproximativ 2000 mm).

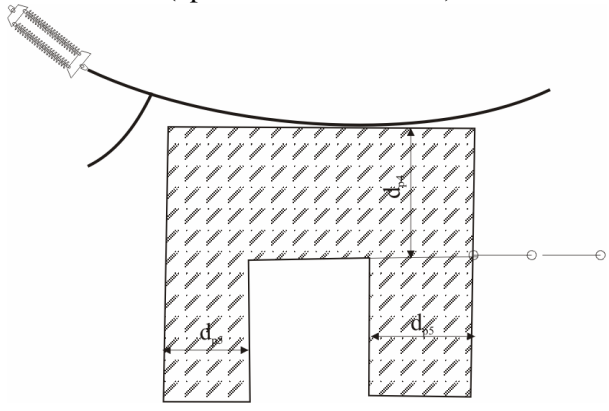


Fig.5.64. Exemplificare pentru distanța de protecție pe orizontală d_{p5} între elementele sub tensiune ale unor circuite distincte, dacă se lucrează la unul din circuite, celălalt fiind sub tensiune

În ceea ce privește separările de protecție, aceasta se realizează din pereții plini de protecție. Există tipuri de separări sunt specifice dispozițiilor constructive de tip interior, pereții plini având suplimentar şi rolul de protecție la şoc mecanic şi termic; altele la exterior previn extinderea unei avarii de la un transformator la altul apropiat. Folosirea barelor de protecție pentru exterior este limitată astăzi din lipsa de spațiu şi a concentrării excesive a dispozițiilor constructive modeme.

Împrejmuirile de protecție se realizează atunci când din condiții constructive aparatele nu pot fi plasate la înălțime (minimum 2m de la bază), ci se plasează la nivelul căilor de rulare, fig. 5.65 şi fig. 5.66. Valorile cotelor sunt:

$c = A_o + H + Z$ - reprezintă înălțimea minimă între conductorul sub tensiune şi sol, de la care nu mai este nevoie de împrejmuiri; A_o-înălțimea unei platforme de lucru;

$p_1 = A_o + 300$ - pentru împrejmuiri din perete din tablă plină, 300 mm reprezintă deformarea tablei;

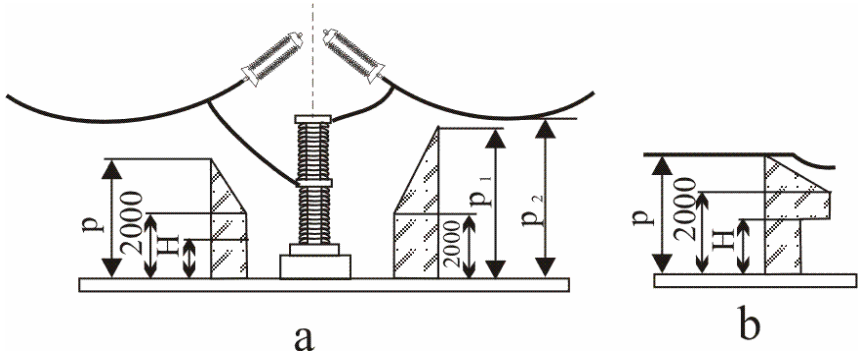


Fig.5.65. Exemplificarea zonei de protecție (haşurată în desen) când aparatele sunt: a-de tip exterior, la nivelul căii de rulare; b-de tip interior

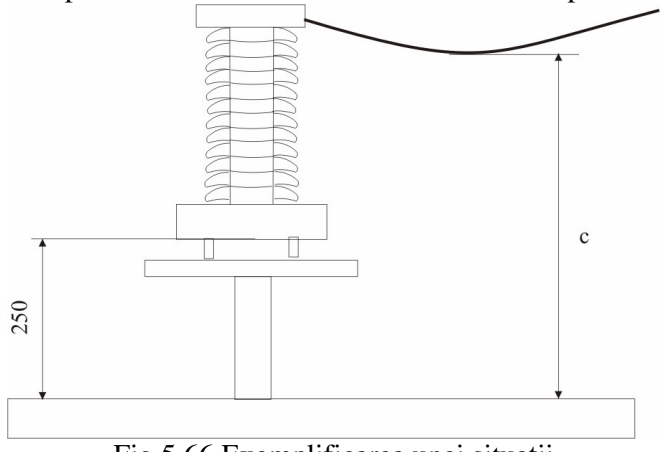


Fig.5.66.Exemplificarea unei situații în care nu mai e nevoie de împrejmuire

Notă: lista distanțelor de protecție este mai lungă şi poate fi găsită în normativele de specialitate. Aici sunt date doar câteva categorii pentru înțelegerea semnificației lor

$p_2 = A_o + 100$ - pentru împrejmuiri din plasă,100 mm reprezintă lungimea degetului introdus prin plasă;

$p = A_o + 750$ - pentru împrejmuiri de tip barieră la înălțime minimă de1500 mm,

750 mm reprezentând lungimea brațului întins peste barieră.

În cazul aparatelor plasate la înălțime, nu mai sunt necesare împrejmuiri (fig. 5.66.).

În tabelul 5.2. sunt date valori uzuale pentru distanțele de protecție folosite în România.

Tabelul 5.2.

Valori uzuale pentru distanțele de protecție

	Tensiuni nominale a instalației, kV						
Distanța tip la interior si exterior	10	20	35	60	110	220	400
d_{p1} ext.	2000	3000	3100	3350	3600	4500	5800
d_{p1} int.	2650	2700	2800	3000	3400	4500	-
d_{p2} ext.	800	900	1000	1250	1500	2400	3700
d_{p3} ext.	2500	→					
d_{p3} int.	2300	→					-

Economicitatea soluției

Se apreciază prin prisma efortului de investiții şi a cheltuielilor de exploatare. Aceste elemente pot influența favorabil printr-o serie de măsuri, din care se citează:

- limitarea spațiilor ocupate şi în special a volumului de lucrări de construcții;
- limitarea lungimilor căilor de curent şi a numărului de izolatoare;
- eşalonarea rațională a etapelor de realizare a investiției;
- simplificarea execuției prin folosirea masivă a elementelor tipizate;
- reducerea volumului cheltuielilor de exploatare.

5.3.2. DISPOZIȚII CONSTRUCTIVE PENTRU STAȚII EXTERIOARE

Aspecte generale

Doar cu câteva decenii în urmă sistemele electrice până la 110 kV inclusiv erau folosite aproape în exclusivitate pentru transportul energiei la mari distanțe. Odată cu creşterea densității de putere în rețele, nivelul tensiunilor maxime a crescut la 220 şi 400kV. Sistemele cu nivele de tensiuni de 60 - 110 kV sunt acum în majoritate rezervate distribuției primare.

Creşterea densității sistemelor de distribuție a condus la amplificarea vertiginoasă a numărului de stații pretutindeni în lume ca şi în țara noastră. S-au construit multe stații care corespund nu atât din punct de vedere al prețului de cost ci mai ales se puteau realiza pe spațiul limitat avut la dispoziție, având un anumit nivel de siguranță în funcționare.

Dezvoltarea stațiilor electrice de conexiuni în aer liber a trecut printr-o serie de schimbări constructive în decursul timpului. Mai multe tipuri diferite de dispoziții constructive s-au redus la câteva moduri de bază privind aranjarea aparatelor şi legăturilor conductoare care să acopere toate aplicațiile posibile. Aceste tipuri reprezentative de dispoziții constructive diferă unele de altele nu numai prin modul de dispunere al separatoarelor de bare dar şi prin poziția relativă a circuitelor în raport cu barele colectoare. Costul structurilor de susținere al legăturilor conductoare şi al aparatelor precum şi al accesoriilor diferă de la o variantă la alta.

Celula unui circuit de comutație conține separatoare de bare (aranjate de acord cu varianta particulară de dispoziție constructivă), un întreruptor şi transformatoarele de măsurat, dacă este cazul încă un separator pe partea de plecare şi dispozitive de protecție la supratensiuni.

Întreruptorul constituie partea principală a unui fider. Lângă el este prezent dispozitivul de acţionare şi o boxă de conexiuni prin care este controlată şi semnalizată funcţionarea aparatului. Întreruptoarele moderne cu SF_6 sau cu ulei puţin - mai suple, se suspendă simplu pe stâlpi metalici sau din beton precomprimat contribuind direct la sporirea clarităţii dispoziţiei constructive.

Separatoarele folosite sunt de diferite tipuri. Cel mai folosit tip în prezent este separatorul cu deschidere laterală a cuţitelor la 110 - 220 kV şi cel cu cuţite (cuţit) ce se deschid pe verticală, la 400 kV. Folosirea acestuia din urmă la 110 - 220 kV este limitată. Separatoarele pantograf sau semipantograf conduc la o economie de spaţiu dar sunt ceva mai pretenţioase ca realizare constructivă.

Dacă un circuit trebuie să fie echipat cu transformatoare de tensiune, se preferă de multe ori plasarea unui transformator de tensiune de tip capacitiv; dacă circuitul trebuie să posede şi un transformator de curent se încearcă reunirea celor două aparate într-o singură unitate constructivă, mai economic. În fine dacă dispoziţia constructivă cuprinde şi o bară auxiliară, transformatoarele de măsurat pot fi conectate în aşa fel încât întreaga automatică a circuitului respectiv să rămână în funcţiune alimentată de la aceste transformatoare de măsură proprii chiar dacă în circuit se află întreruptorul de by-pass.

Staţiile exterioare sunt cele dispuse în teren fără a fi protejate într-o incintă. Ele sunt împrejmuite cu plasă de sârmă şi constituie spaţii de producţie electrică. Aparatele şi legăturile conductoare sunt plasate astfel încât să respecte cu strictețe principiile generale expuse anterior.

Clasificarea soluţiilor se face în raport cu numărul barelor colectoare, cu dispunerea în teren a aparatelor şi în special a separatoarelor de bare, în funcţie de numărul planelor de legături electrice, de natura flexibilă sau rigidă a acestor legături ş.a.m.d. în esenţă folosindu-se două soluţii constructive: 1° - soluţii de înălţime medie la care aparatajul se întinde pe suprafaţa staţiei şi 2° - soluţii de tip înalt în care aparatele se suspendă unele deasupra altora, atunci când este lipsită de spaţiu. în cele ce urmează se vor prezenta succint câteva tipuri mai des folosite de soluţii constructive de staţii din ţară şi străinătate fără a descrie acele soluţii care au avut o arie mai redusă de răspândire.

Soluţii constructive pentru staţii cu 1SBC. Dispoziţia cu portal central PC

În fig. 5.67. se prezintă vederea laterală a unei dispoziţii constructive pentru un singur sistem de bare colectoare de la care pleacă două circuite dispuse faţă în faţă. Aşadar există în exemplul prezentat, întreruptoarele dispuse pe două şiruri paralele cu bare, două şiruri de separatoare de bare perpendiculare pe SBC. Această dispunere a celulelor faţă în faţă ocupă mai bine spaţiul atunci când numărul circuitelor de transformator este aproximativ egal cu cel al plecărilor în LEA. De regulă însă dispoziţiile sunt realizate cu întreruptoarele pe un singur şir, celule de linie alternând cu cele de transformator. Există un portal ce ocupă o poziţie centrală -PC- pentru suspendarea legăturii de ieşire în transformator. În acest fel se vede că sunt trei plane de legături, planul BC fiind considerat mediu. Prin modernizarea acestei soluţii se poate suprima PC şi legăturile superioare dintre PC şi PT, apropiind puţin PT şi PC şi suspendând legătura spre transformator chiar de peretele staţiei interioare (legătură desenată punctat).

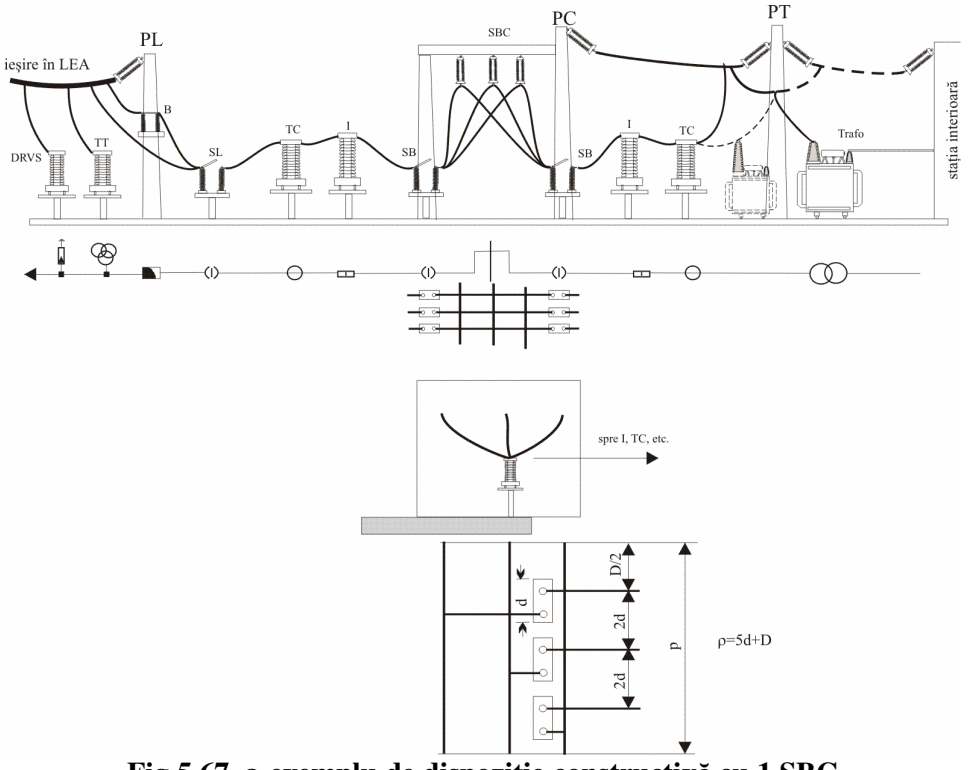


Fig.5.67. a-exemplu de dispoziţie constructivă cu 1 SBC şi celule dispuse faţă în faţă cu separatoarele de bare perpendiculare pe SBC b-detaliu privind dispunerea separatoarelor de bare paralel cu barele colectoare

Se prezintă adiacent schema electrică monofilară şi un detaliu privind vederea în plan a dispunerii celor şase separatoare de bare S_b, în jurul barei colectoare unice. Se prevăd drumuri de acces între întreruptorul I şi transformatorul de măsură TC, în limita distanţelor de protecţie admise (se poate transporta pe un cărucior un TC sau I cu camerele de stingere demontate). De asemenea este prevăzută o cale de rulare înspre portalul de transformator PT pentru transportul acestora direct pe şine de cale ferată cu ajutorul unui trailer. În ultimul timp se preferă ca racordul la tensiunea inferioară al transformatorului T să se facă într-un sistem de bare capsulate.

De remarcat este faptul că modul de dispunere şi tipul constructiv al separatoarelor influenţează sensibil dispoziţia constructivă. Astfel, în fig. 5.67.b., se dă un detaliu privind amplasarea separatoarelor de bară în cazul în care acestea sunt dispuse paralel cu barele colectoare. Se observă că fazele de ieşire de la bare, ale circuitului respectiv sunt dispuse echidistant la distanţa 2d, d fiind lungimea unui cadru de separator, iar cu D s-a notat distanţa între două circuite alăturate. În felul acesta se diminuează lungimea celulei dar se amplifică întrucâtva pasul celulei care în general la 110 kV este 8-9 m, iar la 220 kV este de circa 17 m.

Legăturile conductoare sunt flexibile şi sunt realizate de regulă din Al cu inimă de OL, în marea majoritate a cazurilor.

Varianta cu bare colectoare realizate din conductoare rigide

Există situaţii în care se preferă folosirea barelor tubulare din Al pentru întreaga staţie sau numai pentru o parte din ea. Astfel staţia din fig. 5.68. are barele colectoare realizate din asemenea conductoare rigide fixate elastic de izolatoare suport. Racordurile la aparate însă sunt executate din conductor flexibil şi sunt duse la bare colectoare pe deasupra (arcuit, ca în figură) pentru a se asigura distanţa de izolaţie. S-a prezentat soluţia cu întreruptor cu ulei mult, aparat care încorporează şi TC. Dacă staţia comportă un număr relativ mare de circuite, se justifică prevederea şi a unui sistem de bare de ocolire notat SBO_c. În mod normal

separatorul aferent acestui sistem de bare SBO_c rămâne deschis. Prezența legăturilor rigide pentru barele colectoare elimină cadrele suport din beton precomprimat, care altminteri se succed aproximativ la 3-4 p (p = pasul celulei) la 110 kV, la 2 p pentru 220 kV şi 1-2 p la 400 kV. Este vorba deci de o economie de materiale. Pe de altă parte însă, legăturile în bară rigidă impun a fi realizate îngrijit, transmit mai uşor vibrațiile, fixarea lor pe izolatoare suport trebuie făcute elastic pentru a preveni efortul de dilatare etc., fapt ce explică răspândirea moderată a acestui tip de legături în stațiile electrice exterioare.

În schimb sunt des folosite în instalațiile interioare pe motivul că reuşesc să conserve mai bine gabarite minime constante (nu apare balansul conductorului la scurtcircuit, pierderile prin descărcare corona sunt mai mici, rezistă mult mai bine la eforturi electromecanice).

S-a desenat punctat legătura de ieşire spre transformator susținută de portalul dinspre transformator. Spre deosebire de varianta constructivă precedentă, aici celula de transformator trebuie privită ca fiind plasată în planul următor, paralelă cu celula de linie. Alternarea celulelor de linie cu cea de transformator cu ieşiri în direcții opuse conduce la spații neutilizate în prelungirea fiecărei celule, ceea ce reprezintă un dezavantaj al soluției.

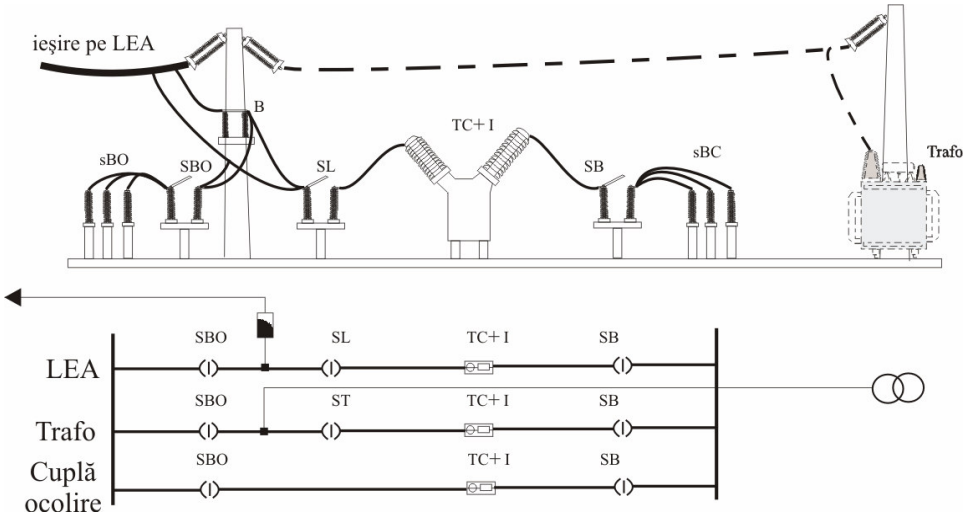


Fig.5.68. a-dispoziție constructivă pentru o stație cu 1SBC+BOc realizate rigid din țeavă de Al cu racorduri flexibile spre aparat
b-schema de umplere pentru circuitele de linie, transformator, cupla de ocolire

Bobina de zăvorâre B_z şi condensatorul de cuplaj C_c plasat amonte (punctul B în fig.5.68) realizează blocarea respectiv prelevarea curenților slabi modulați în înaltă frecvență pentru legătura telefonică a stației direct prin conductorul de forță de înaltă tensiune care serveşte ca suport fizic şi pentru acest scop nemaifiind necesară o rețea telefonică specială; În adevăr la frecvența amintită ($f = 10^2$ kHz), rezultă pentru reactanțele elementelor B_z şi C_c:

$$X_{B_Z} = 2\pi fL \to \infty$$

$$X_{C_C} = \frac{1}{2\pi fC_C} \to 0$$

unde cu L şi C_c s-au notat inductanța bobinei respectiv capacitatea condensatorului de cuplaj. În acest fel este împiedicată pătrunderea în stație a curenților de înaltă frecvență care sunt captați prin condensator şi alimentează instalația electronică de telefonie (alimentată de la o baterie de acumulatoare sau un grup convertizor local). În raport cu necesitățile de circuite telefonice ale stației şi ținând cont şi de densitatea rețelei telefonice din zonă, sunt folosite

toate fazele sau numai o parte din ele. Pentru această ultimă situație, care este şi cazul cel mai frecvent întâlnit, s-a legat bobina B_z în figurile de mai sus.

NOTĂ: Bobina B_Z este fără fier în vederea evitării situațiilor de regim ferorezonant; rezultă o construcție uşoară, simplu de suspendat (comportă doar câteva zeci de spire).

Dispoziție constructivă pentru 1SBC cu întreruptor debroşabil

Varianta cu întreruptor debroşabil este mai potrivită pentru o stație cu un singur sistem de bare colectoare. Nu este necesară prezența separatorului de bară, astfel încât dispoziția constructivă necesită un spațiu minim, iar costul este relativ redus. Întreruptorul care este prevăzut cu contacte de separator debroşabil, poate fi broşat prin intermediul unui dispozitiv electrohidraulic. Ca urmare a acestui sistem, are loc o deschidere vizibilă a circuitului de bară, fig. 5.69.

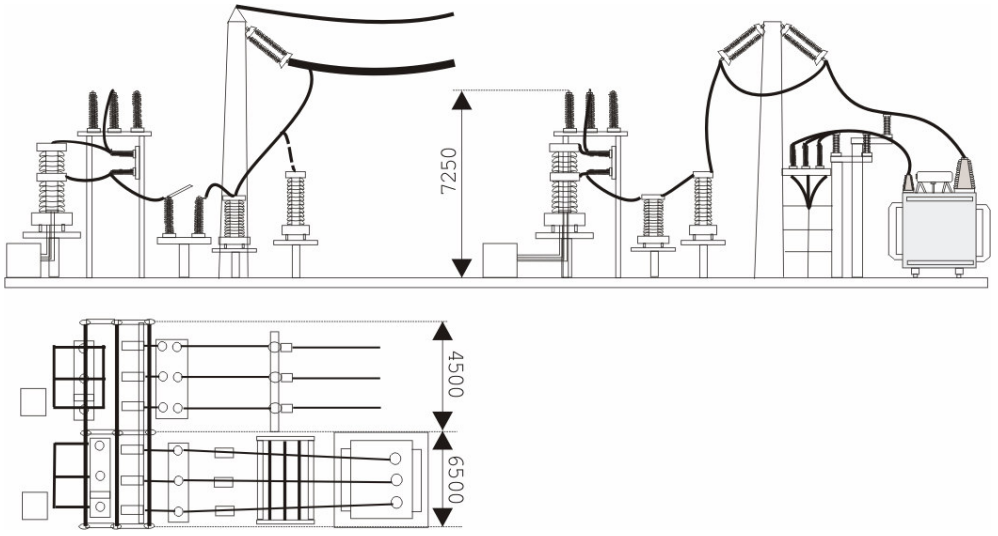


Fig.5.69. Varianta de dispoziție constructive de exterior pentru un SBC cu întreruptor debroşabil

Dispoziții constructive pentru stații cu 2 SBC. Varianta cu PC

În fig. 5.70. se prezintă o variantă de realizare cu PC. Soluția este clară şi a fost preferată în ultimele decenii după al doilea război mondial. Oferă spații relativ largi de acces în instalație dar are ca dezavantaj planul superior de legături şi portalul central PC masiv. În cazul în care se realizează ieşiri în direcții opuse rezultă celule față în față şi două şiruri de întreruptoare, soluția dezvoltându-se simetric în raport cu PC. Bara de ocolire poate să lipsească pentru toată stația sau numai pentru o parte din circuite.

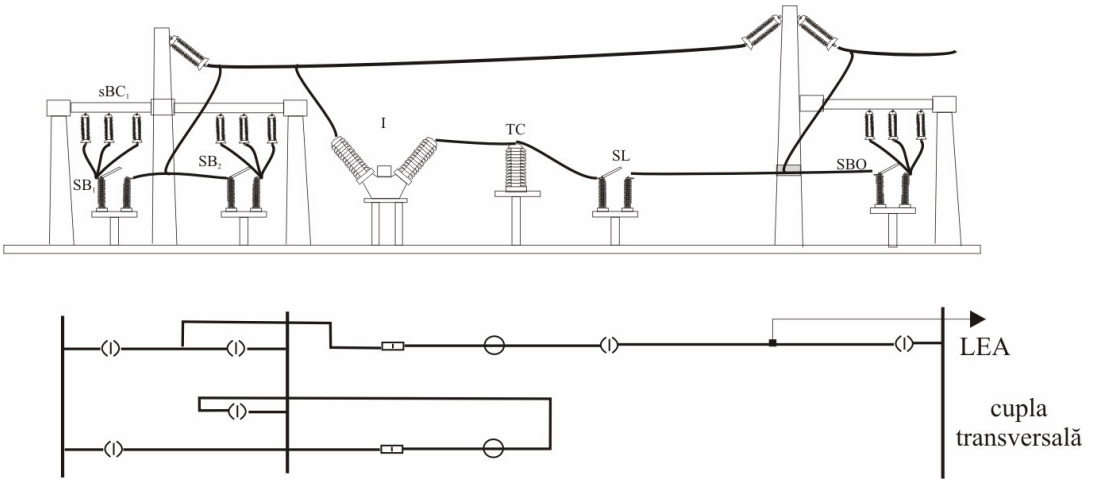


Fig.5.70. a-dispoziție constructivă cu PC pentru o stație cu 2SBC
b-schema de umplere pentru o celulă de LEA, sau transformator, cuplă transversală

Soluția prezintă şi câteva dezavantaje relativ importante. În cazul celulelor de circuite cu ieşiri în direcții opuse, acestea se succed alternat, nu pot fi puse şi fizic față în față întrucât nu se pot plasa în acelaşi spațiu, sub $SBC_{1,2}$ separatoarele de bare în număr de 4x3=12 unități monofazate. Pe de altă parte realizarea celulei de cuplă transversală CT aşa cum se sugerează în schema de umplere, foloseşte S_{b1} din poziția normală de sub SBC1, iar S_{b2} copiază poziția unui separator de linie S_L; legătura inferioară lungă $(S_{b1}\text{-}I)_{CT}$ impune suspendarea ei pe un izolator plasat în dreptul căii de rulare pe care o blochează. Există deci motivul firesc de a dispune celula de CT la marginea stației.

O variantă a acestei soluții, la care însă SBC sunt sprijinite chiar pe izolatorii separatoarelor de bare dispuse în TANDEM, în linie cu racordurile la SBC, fig. 5.71., este frecvent folosită.

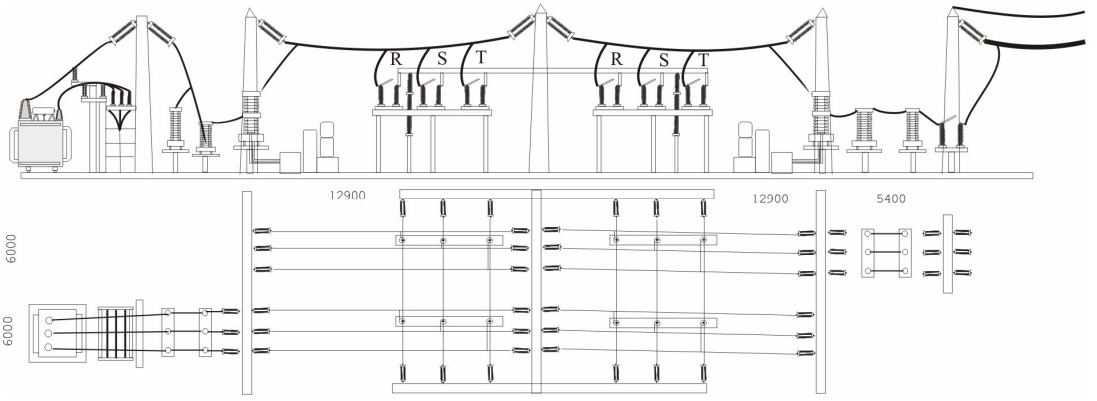


Fig.5.71. Dispoziție constructivă cu PC cu fixarea SBC $_{1,2}$
pe izolatoarele separatoarelor de bare dispuse în tandem,
în linie cu racordurile la SBC $_{1,2}$ – la 110 kV

Se vede că separatoarele de bară sunt dispuse unul în spatele celuilalt (tandem) ceea ce simplifică mult sistemul lor de acționare comun, perpendicular pe direcția sistemelor de bare colectoare SBC $_{1,2.}$ Conductoarele barelor colectoare se sprijină pe unul din izolatoarele fiecărui separator de bară Sb şi se termină la capete printr-o mică structură portal sau piloni de întindere în vederea reducerii momentelor dezvoltate în izolatorii suport ai separatoarelor.

Conexiunile în continuare ale fiderilor sunt suspendate deasupra, perpendicular pe SBC, iar portalii lor de susținere sunt dispuşi paralel cu SBC. Prin suspendarea la nivel superior al legăturilor fiderilor plecând de la separatoarele de bare, rezultă spații mărite pentru manipularea echipamentelor electrice în pozițiile lor. Pasul celulei la 110 kV rezultă de 8 m.

Dispunerea separatoarelor de bare în-linie (cu barele colectoare)

Dispoziția constructivă "în-linie" îşi trage numele din faptul că izolatoarele fiecărui separator de bară sunt aliniate sub fiecare bară. Deşi s-ar putea numi că separatoarele de bară sunt tandem, paralel cu SBC, totuşi în literatura mondială şi în special în cea germană care a experimentat-o şi practic pentru prima dată ("Kiellinien") este cunoscuta sub denumirea de "în-linie" referitor la dispunerea separatoarelor de bara în raport cu SBC evident Este dispoziția care a cunoscut, poate, cea mai mare răspândire la 110 kV, odată cu punerea la punct a separatorului cu deschiderea laterală a cuțitelor, fig. 5.72.

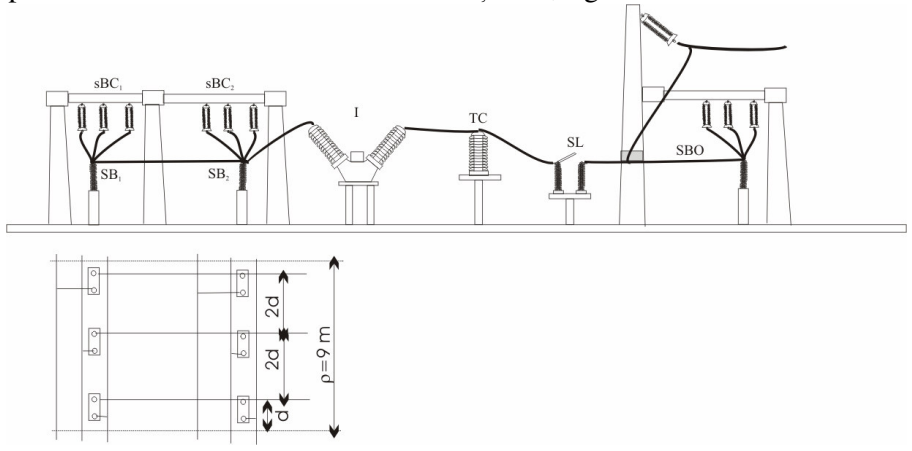


Fig. 5.72 Dispoziția separatoarelor de bare “în linie” cu barele colectoare
a-vedere în plan pentru o celulă de LEA
b-detaliu privind vederea în plan a dispunerii separatoarelor de bare, la 110 kV

Soluția este extrem de clară şi elimină al treilea plan superior de legături existent la soluția cu PC care şi el lipseşte aici. Este adevărat, pasul celulei este ceva mai mare, p=9m. Pentru reducerea sa s-a procedat la o altă aranjare a separatoarelor de bară la care ideea "în-linie" nu mai este respectată decât pentru 2 din cele 3 separatoare de bară.

Este vorba de aşa numita dispoziție cu o fază de separator decalată (denumită şi semitandem). Rezultă un câştig de o lungime de separator la un pas de celulă, fig. 5.73. (4d+D față de 5d+D).

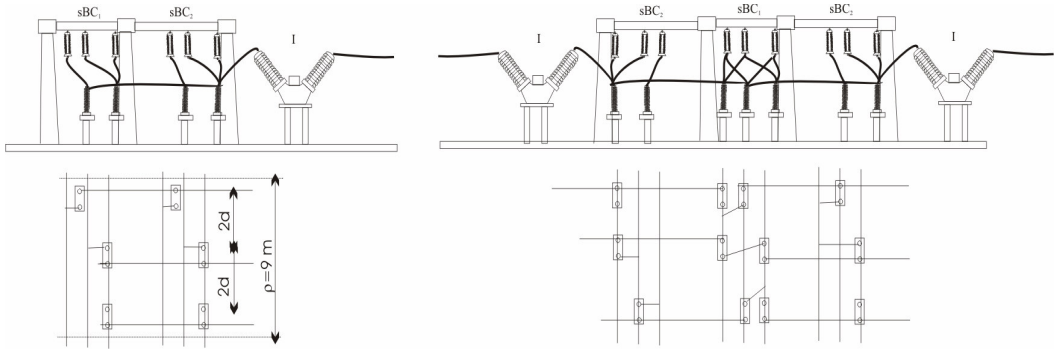


Fig.5.73. Detaliu privind dispunerea în semitandem a separatoarelor de bare
a-vedere laterală
b-vedere în plan

Fig.5.74.Detaliu privind dispunerea întreţesută a ΣSb cu o fază decalată pentru varianta cu celule faţă în faţă
a-vedere laterală; b-vedere în plan

Se vede clar că nu se pot nici aici plasa fizic doua circuite faţa în faţă decât dacă se dispune o bară în formă de U, cealaltă ocupând poziţia de bară colectoare interioară.

Este interesantă dispunerea separatoarelor mai ales în varianta cu o fază decalată, rezultând o repartizare "întreţesută", aşa cum se indică în detaliul prezentat în fig.5.74. Dispoziţia cu celule faţă în faţă este de preferat atunci când numărul circuitelor care derivă din barele colectoare în direcţii opuse este aproximativ echilibrat.

Aranjarea în diagonală a separatoarelor de bară

Introducerea separatoarelor pantograf a făcut posibilă economia excesivă de spaţiu folosind o dispoziţie în diagonală. Contactele fixe ale separatorului sunt suspendate de barele colectoare la un nivel determinat cu acurateţe, iar pantograful conectează bara colectoare cu fiderul respectiv în modul cel mai simplu cu putinţă, fig. 5.75.

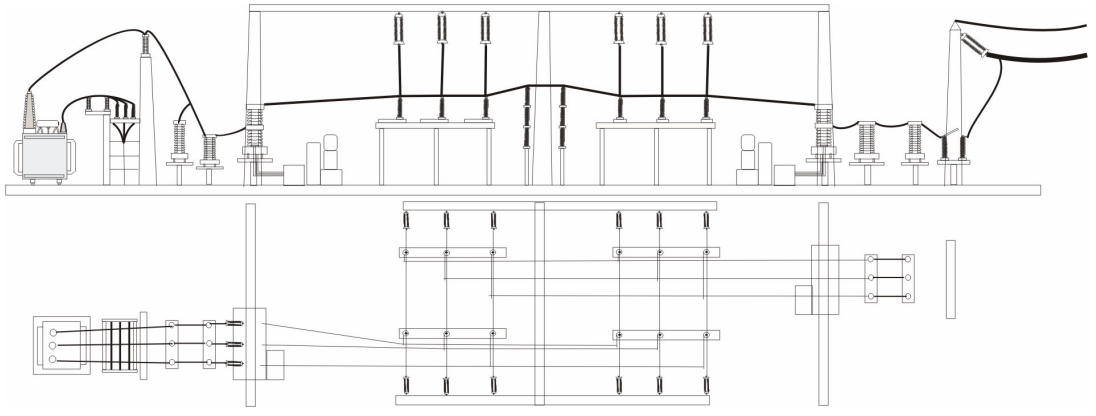


Fig.5.75. Dispunerea în diagonală a separatoarelor de bare (pantograf)

Separatoarele pantograf indică foarte clar care din circuite este conectat.Uneori se tensionează cu resoarte deschiderile largi ale conductoarelor de care sunt ataşate contactele fixe în scopul reducerii variaţiei săgeţii conductorului şi închiderii sigure a pantografului. Pasul celulei atinge un minimum, care pentru nivelul 110 kV este 7,5 m.

Dispoziţii de tip înalt pentru staţii cu 2SBC. Dispoziţia în T

Dispoziţiile de tip înalt sunt indicate acolo unde spaţiul este foarte limitat pe orizontală (văi-râuri la CHE, oraşe etc.) şi necesită o construcţie întărită (metalică de obicei) care să poată suspenda barele şi separatoarele de bară. Caracteristic dispoziţiei din fig. 5.76. este forma - T a structurii de susţinere, de care se suspendă barele. Separatoarele de bară sunt montate de fiecare parte pe inima T-ului la interior existând şi o cale de vizitare.

Important este faptul că separatoarele sunt montate deasupra întreruptorului astfel că spaţiul necesar este redus la minimum. Se pot folosi ambele tipuri de separatoare cu deschidere laterala sau pantograf (în ultimul caz T-ul mai primeşte o grindă orizontală de susţinere a pantografului). Evident, nu poate fi vorba decât de celule dispuse alternat - generator/linie, de exemplu.

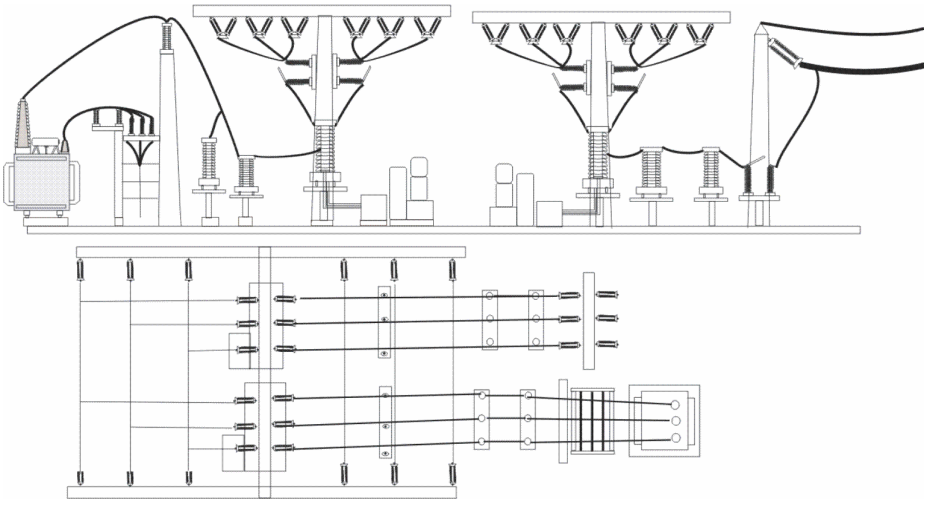


Fig.5.76. Dispoziție de tip înalt, în T (110 kV)
a-vedere laterală
b-vedere în plan

5.3.3. DISPOZIȚII CONSTRUCTIVE PENTRU STAȚII INTERIOARE ÎN MEDIU IZOLANT AER

Aspecte generale

Dispozițiile constructive realizate în interiorul unor clădiri, hale etc. care le adăpostesc, se clasifică în două categorii.

Instalații de tip deschis permit un control vizual dar nu asigură protecția decât numai împotriva atingerilor accidentale ale elementelor aflate sub tensiune. Funcție de modul de separare a elementelor aparținând unui circuit se disting:

Structura celulară când separația între circuite se face prin pereți despărțitori plini; (de exemplu stațiile A, C, D din laboratorul de P.E.C.S., fig. 5.77.).

Structura de tip hală, în cazurile în care separarea se realizează prin plase de protecție sau bariare.

Opțiunea pentru una sau alta dintre variantele de mai sus se face pe baza calculelor tehnico-economice. La aceste instalații până la 35 kV inclusiv, deoarece distanțele de izolare sunt relativ reduse, se impune folosirea structurii celulare pentru a confina efectele unui eventual arc la o singură celulă. În schimb, la instalațiile interioare de 110 kV distanțele de izolare sunt suficient de mari pentru a limita efectele mai sus amintite.

Dispozițiile constructive respectă anumite principii, ca de exemplu: o aceeaşi celulă conține echipamente sau conexiuni care nu aparțin altor celule, iar conceperea dispoziției constructive trebuie făcută de aşa natură încât la efectuarea lucrărilor de întreținere ale elementelor aparținând unui circuit, să nu fie necesară scoaterea de sub tensiune a altui circuit sau a barelor colectoare.

Instalații de tip închis sunt formate din elemente celulare prefabricate, închise complet la care este exclus pericolul electrocutărilor, iar infiltrațiile de praf poluant sunt reduse față de varianta deschisă, fig. 5.78. Se deosebesc celule capsulate (din tablă subțire) şi celule blindate (tablă groasă, piese turnate) şi se folosesc numai până la 35 kV, maximum.

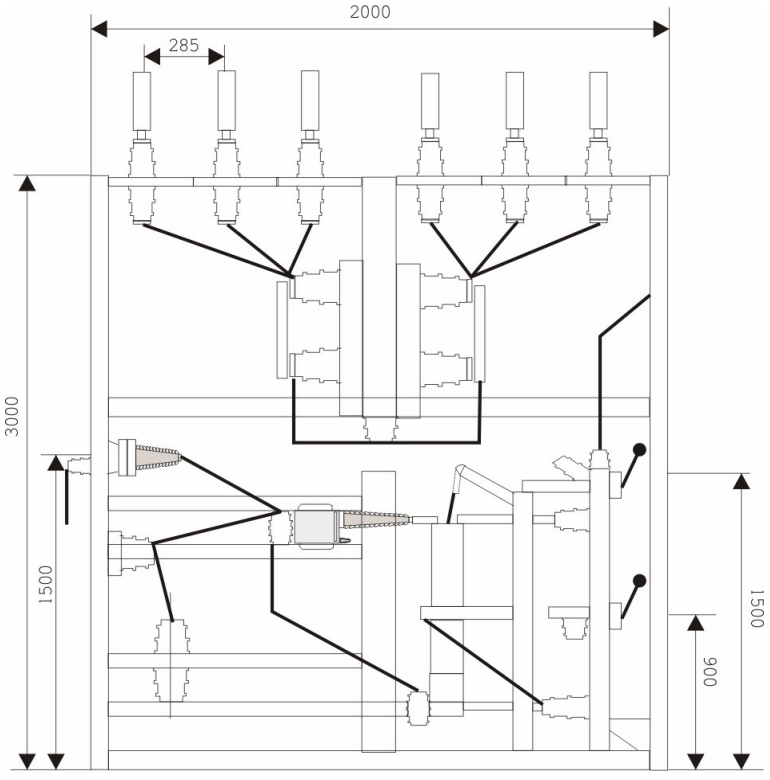


Fig.5.77. Celulă de tip închis pentru staţie cu dublu sistem de bare colectoare prefabricată, cu întreruptor debroşabil, staţia C din laboratorul de PECS, tipizată

Caracteristic pentru aceste staţii prefabricate este un montaj rapid, necesită spaţii mai reduse, se simplifică anvelopa pentru adăpost - care este clădirea staţiei etc. Din punctul de vedere al exploatării, instalaţiile de tip mediu sunt mai avantajoase, reducând riscurile electrocutării şi al şocului termic pentru personalul de exploatare tocmai datorită îmbrăcămintei metalice. Defectul odată produs este limitat de obicei la elementul la care s-a produs. Prezintă avantajul că pot fi montate direct în exterior sau în medii poluante (dacă sunt luate măsurile necesare de etanşare!).

Soluţia prezintă însă şi anumite dezavantaje legat de faptul că nu se pot realiza modificări de parametri electrici prin înlocuirea de aparate. În plus, lipsa unui control vizual face să nu fie sesizate la timp anumite carenţe care ar putea degenera în incidente de exploatare, iar costul instalaţiilor de tip închis este în general, mai ridicat.

Cu toate acestea evoluţia dispoziţiilor constructive de interior la medie tensiune şi parametri moderaţi indică preferinţa pentru instalaţiile de tip închis, realizate în serie mare, de fabricant.

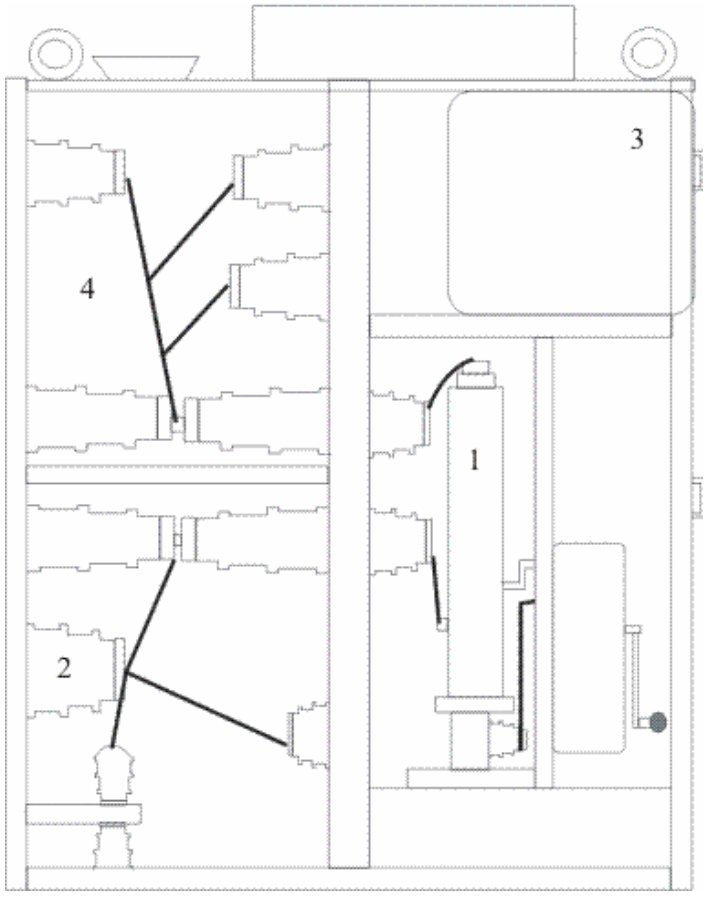


Fig.5.78. Celulă de tip închis de 6-10 kV cu întreruptor debroşabil şi conductoare neizolate din staţia B din laboratorul de PECS, fabricată de UEP-Craiova
1-întreruptor debroşabil; 2-transformator de curent; 3-compartiment pentru circuite secundare; 4-compartiment pentru bare colectoare.

Dispoziţii constructive pentru elementele celulelor de tip interior. Dispoziţii constructive pentru barele colectoare şi separatoarele de bare

De obicei barele colectoare fiind elemente uşoare se dispun la partea superioară a clădirii, apoi se dispun separatoarele de bare, întreruptorul etc.

În principiu barele colectoare pot fi dispuse orizontal, vertical în triunghi, înclinat (fig. 5.79.a, b, c, d), funcţie de solicitările maxime din instalaţie, de spaţiul avut la dispoziţie, de gradul de siguranţă în funcţionare ş.a.m.d.

De exemplu dispoziţia din fig. 5.79.a. este pentru solicitări moderate la scurtcircuit ale instalaţiei, în timp ce dispoziţia din fig. 5.79.b. este pentru solicitări mari, la curenţi de şoc peste 100 kA_{max}. Peretele vertical zz împiedică extinderea unui scurtcircuit persistent de la un sistem de bare la celălalt; peretele yy nu permite unui arc ce apare la separatorul de bare să se extindă şi la sistemele de bare colectoare, în timp ce peretele xx fereşte partea superioară a celulei de avariile care au loc în zona întreruptorului din partea inferioară a celulei.

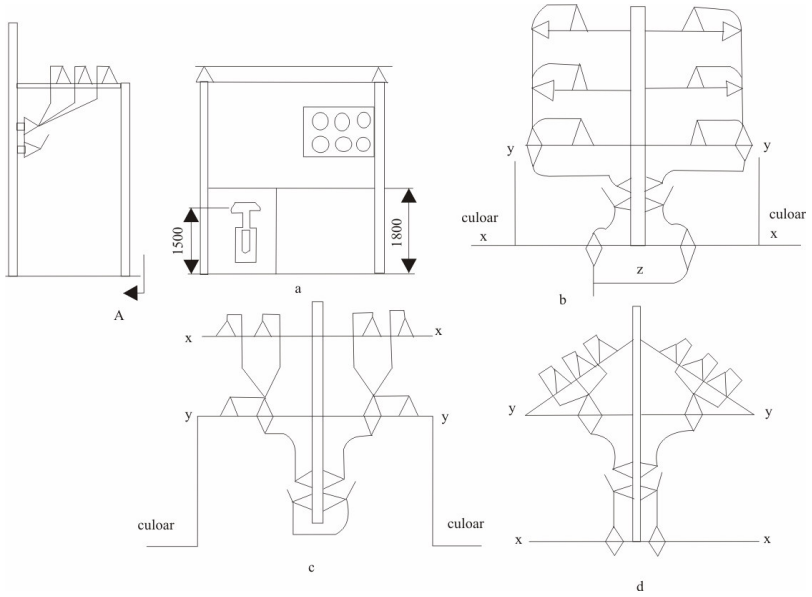


Fig.5.79. Dispoziţii uzuale ale barelor colectoare şi separatoarelor de bare
a-BC orizontale; b-BC verticale; c-BC în triunghi; d-BC dispuse oblic.

Dispoziţii constructive pentru întreruptoare

Întreruptoarele se dispun fie fix atunci când este vorba de aparate grele cu parametri nominali ridicaţi (10-20 kV, 5-10 kA) fie pe un cărucior mobil, la întreruptoare mai uşoare.

Avantajele dispunerii pe cărucior şi realizării de contacte debroşabile sunt remarcabile. Este vorba de ideea interşanjabilităţii, aducând oricând un întreruptor în stare de funcţionare în locul unuia care s-a defectat; pe de altă parte, se reduce spaţiul necesar celulei, reviziile/reparaţiile se efectuează comod. Instalaţia se prevede cu blocaj împotriva debroşării sau broşării întreruptorului în poziţia închis, când separatoarele ar opera în sarcină. Aşadar întreruptorul se poate scoate împreună cu căruciorul numai dacă se află în poziţia deschis.

Idem la introducerea în celulă (vezi staţiile B, C, D din laboratorul P.E.C.S.).

Transformatoarele de măsurat, de regulă se realizează din răşină turnată sub presiune pentru medie tensiune şi uneori şi la 110 kV sub forma unor izolatoare suport.
Trebuie astfel plasate încât să fie uşor vizibile de pe culoarul de vizitare. De asemenea ele vor fi astfel montate încât să permită un acces uşor în vederea măsurătorilor, reviziilor, înlocuirilor (un asemenea transformator de măsurat izolat în răşină nu mai poate fi reparat în cazul în care s-a defectat).

Dispunerea bobinelor de reactanţă pentru limitarea curenţilor de scurtcircuit

În principiu bobinele de reactanţă se dispun fie vertical atunci când este vorba de plecări în cablu, fie orizontal sau mixt în cazul reactoarelor care intervin în schemă între secţii de bare colectoare, fig. 5.80.

Anumite precauţii se impun a fi luate în cazul dispoziţiei constructive a bobinelor de reactanţă şi anume ţinând cont de fluxul relativ intens, nu se admit grilaje de fier ori construcţii apropiate din beton cu armături metalice. Axial se prevăd canale de ventilaţie care să permită o răcire eficientă a bobinelor.

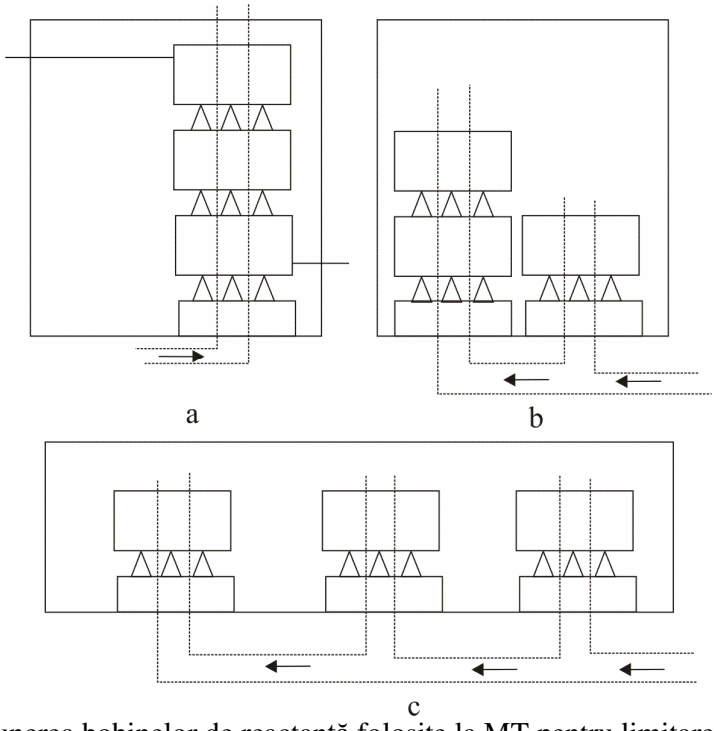


Fig.5.80 Dispunerea bobinelor de reactanță folosite la MT pentru limitarea curenților de scurtcircuit: a-vertical; b-mixt; c-orizontal.

Dispunerea legăturilor conductoare de forță şi a celor de circuite secundare

Dispunerea legăturilor de forță neizolate în interiorul celulelor trebuie făcută astfel încât să se respecte distanțele izolate şi să se realizeze o răcire normală. Ultimul aspect este deosebit de important pentru legăturile izolate, reunite în mănunchiuri unde condițiile de răcire sunt precare.

În general cablurile sunt pozate în canale de cabluri pe stelaje în formă de rafturi astfel încât să poată fi urmărit lejer traseul şi schimbat la nevoie cablul. Canalele se acoperă cu dale de beton sau fâşii de tablă striată. Uneori în loc de canale se preferă tuneluri de cabluri, şi mai rar se dispun la partea superioară a coridoarelor, de asemenea bine fixate pe pereți. În general în canale se prevăd dopuri ignifuge din loc în loc.

Niciodată nu se plasează în acelaşi canal cabluri de forță şi cabluri de circuite secundare!

Culoare de acces

Culoarele au rolul:

- de a permite supravegherea vizuală;
- pentru efectuarea manevrelor;
- pentru aducerea aparatelor la montaj sau revizii/reparații.

Lățimile minime ale culoarelor sunt normate astfel:

- cel puțin 1m, dacă există celule numai pe o parte;
- cel puțin 2m, dacă există celule pe ambele laturi, fig. 5.81.

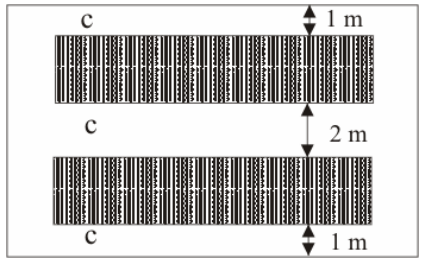


Fig.5.81. Dispoziția culoarelor de acces într-o instalație interioară

Evident lățimea culoarelor poate fi influențată de gabaritul cărucioarelor.

În ceea ce priveşte ieşirile, numai stațiile cu maxim 10m lungime au o singură ieşire, de obicei se prevăd două ieşiri, iar la lungimi de peste 60m, obligatoriu sunt trei ieşiri.

Principiul care se respectă aici este ca în caz de avarie, o persoană aflată în stație să nu parcurgă mai mult de 30m până la proxima ieşire.

În fine, uşile se realizează din tablă rezistentă la avarii; în caz contrar, deschiderea în exterior ar putea permite totuşi ca o supapă de rezervă, evacuarea undei de presiune enorme care se dezvoltă brusc la explozia unor întreruptoare, arcuri electrice etc.

Realizarea fizică a legăturii în bare capsulate generator-transformator

În mod curent legătura generator-transformator bloc se capsulează în tuburi de aluminiu în vederea protejării acestei zone importante atât împotriva atingerii accidentale, a prafului poluant din exterior cât mai ales în vederea diminuării eforturilor electrodinamice masive la scurtcircuite exterioare transformatorului, având în vedere curentul enorm debitat la scurtcircuit, via alternator.

Legătura în derivație către transformatorul de servicii interne se capsulează de asemenea din motive similare (plus contribuția din sistem).

Dispunerea transformatoarelor se face de regulă pe zona frontală a sălii maşinilor, între acestea şi stația exterioară propriu-zisă. Există două variante de plasare a acestor transformatoare şi anume:

- aliniate pe frontul centralei: transformator bloc TP-transformator de servicii interne TSI-transformator bloc ş.a.m.d.; este posibil ca lungimea sălii să devină insuficientă în acest caz; rezultând legături generator-transformator oblice, deci mai lungi;
- dispunerea în tandem a transformatorului bloc şi a celui de servicii interne; barele capsulate generator-transformator bloc, trec pe deasupra transformatorului de servicii interne astfel încât legarea sa în derivație este o chestiune simplă, aşa cum se vede în fig. 5.82. Legătura spre servicii interne reintră în centrală şi este şi ea protejată (la un nivel de scurtcircuit superior!).

În cazul celei de a doua variante preferată din ce în ce mai mult în ultimul timp (adoptată în special la grupurile mari de 200 şi 330 MW), transformatoarele se pot dispune uşor pe frontul centralei dar rezultă o majorare a fâşiei de teren ocupat între centrală şi stația de conexiuni exterioare centralei.

Observație: Atunci când schema prevede şi întreruptor la bornele GS, se preferă încorporarea acestui aparat direct în legătură capsulată, rezultând o construcție compactă, funcțională şi estetică.

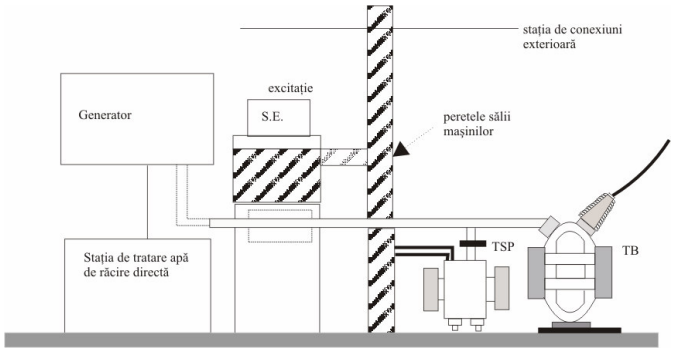


Fig.5.82 Prezentarea legăturii capsulate generator-transformator
bloc-transformator de servicii proprii (TB – TSI)

Dispoziţie constructivă pentru instalaţiile de tip deschis pentru tensiuni de serviciu până la 35 kV

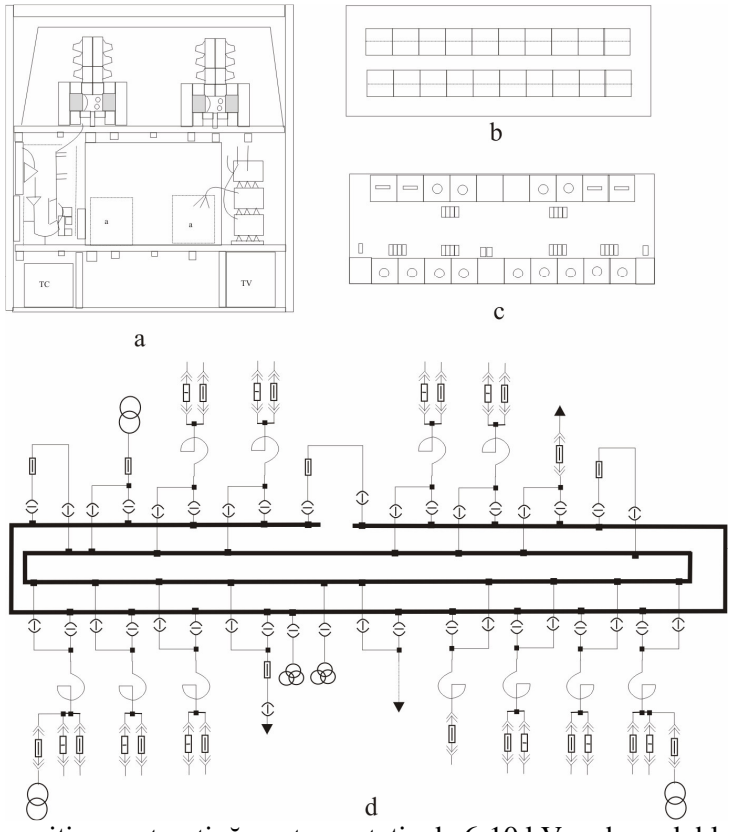


Fig.5.83. Dispoziţie constructivă pentru o staţie de 6-10 kV cu bare duble şi bobine de reactanţă pe grupe de câte două plecări.
a-secţiune; b-plan etaj; c- plan parter; d- schema monofilară aferentă
α-celule standard de tip închis (vezi fig.5.78.)

Dispoziţiile constructive de acest tip deschis se pot diferenţia în raport cu valoarea curentului de scurtcircuit astfel:

- clasa A - instalaţii de mică putere, pentru curenţi de scurtcircuit până la10-15 kA,
- clasa B - instalaţii de putere mijlocie, pentru curent de scurtcircuit până la 20-30 kA;
- clasa C - instalaţii de mare putere, pentru curent de scurtcircuit până la 40-60 kA;
- clasa A - instalaţii de foarte mare putere, pentru curent de scurt circuit mai mari de 40-60 kA.

În fig. 5.83. se dă ca exemplu o soluție clasică tipizată la noi în țară pentru o stație cu bobine de reactanță pe grupe de câte două plecări în cablu realizată pe două nivele.

În clădire, celule sunt dispuse vertical, având o bună rezistență la forțele electrodinamice. Este vorba deci de o soluție pentru instalații din clasele B-C. La parter sunt dispuse reactoarele, iar în fața acestora se face legătura cu cele două celule prefabricate închise. Vis-a-vis este o celulă de transformator cu un întreruptor greu (de mare amperaj). La subsol se află tunelul de ventilație şi respectiv de cabluri (TV, TC).

Dispoziții constructive pentru stații interioare de 110 kV în mediu izolant aer. Domeniul de utilizare şi profilul stațiilor electrice interioare de 110 kV

Stațiile electrice de 110 kV realizate în clădire capătă o frecvență de utilizare din ce în ce mai mare datorită necesității de a pătrunde cât mai adânc în aglomerațiile urbane şi cât mai în apropierea consumatorilor concentrați pe platformele industriale, de regulă în zone cu poluare intensă a atmosferei.

Această frecvență de utilizare a stațiilor electrice interioare de 110 kV realizate cu echipamente clasice, cu izolație externă în aer, este cu atât mai mare în cazul în care fie nu se dispune de echipamente izolate în SF_6, fie se dispune de astfel de echipamente; dar la costuri ridicate.

În prezent, profilul stațiilor de 110 kV din țară este limitat la scheme de bare colectoare simple sau duble, secționate sau nu în lung cu separatoare sau întreruptoare, ne mai avându-se în vedere stații sau scheme electrice cu bare de ocolire, pe considerentul că majoritatea consumatorilor importanți dispun de cel puțin două căi separate de alimentare cu energie electrică din sistemul energetic.

Echipamente electrice principale cu izolație externă în aer la 110 kV

În prezent există în fabricație curentă în țară numai echipamente electrice de 110 kV cu izolație externă în aer, în următorii ani fiind prevăzută şi asimilarea construcției echipamentelor capsulate izolate în SF_6 la această tensiune.

Pentru început aceste echipamente vor avea costuri ce vor depăşi de 2 ori costul echipamentelor electrice clasice, ceea ce va determina utilizarea echipamentelor capsulate numai în cazuri bine justificate.

În cadrul seriei de echipamente electrice clasice de 110 kV în fabricație în țară se dispune de:

- întreruptorul de ulei de tip IO-110 echipat cu dispoziţiv de acționare oleopneumatic, întreruptorul de tip IUP-110 ne mai fiind folosit în stațiile interioare;
- separatorul, a cărei dispoziție constructivă a evoluat în decursul timpului, de la un model cu un singur cuțit principal deschizându-se în planul izolatoarelor, la separatorul STE(P)-110 cu două coloane izolate rotative şi cu două semicuțite principale rotindu-se într-un plan perpendicular pe planul izolatoarelor, separatorul pantograf PHAF-23 având un singur cuțit principal articulat în formă de "picior de lăcustă", cu deplasare în planul izolatoarelor separatorului;
- transformatorul de intensitate tip CESU-110 izolat cu ulei (în cantitate nu mai mare de 60 kg pe unitate), dar a cărui execuție nu poate fi considerată o reuşită datorită fiabilității scăzute. Ca urmare, astfel de transformatoare de intensitate sunt evitate a fi utilizate în stațiile interioare;
- transformatorul de tensiune de tip inductiv TEMU-110 izolat cu ulei nu se foloseşte de regulă în stațiile interioare ținând seama de rezultatele slabe dovedite în exploatare. În locul acestora se utilizează divizoare capacitive de tensiune

TECU-110 izolate de asemenea cu ulei, deşi conţin 80 l ulei pe compartiment separat;

- descărcătorul de rezistenţă variabilă neasimilat în prezent în ţara noastră, se procură din import, cu performanţe dintre cele mai ridicate.

Montarea echipamentelor

Pentru a uşura structura de rezistenţă a clădirilor interioare, toate echipamentele electrice grele sau care produc vibraţii puternice la operaţiile de conectare-deconectare se montează la parterul clădirii, de regulă la nivelurile superioare ale clădirii se dispun separatoarele, uneori descărcătoarele cu rezistenţă variabilă şi divizoarele capacitive de tensiune.

Datorită frecvenţei mari de utilizare a separatoarelor în schemele electrice ale staţiilor, tipul lor constructiv, ca şi modul lor de dispunere, exercită o mare influenţă în dispoziţia constructivă de ansamblu a instalaţiei atât în cazul staţiilor interioare cât şi a staţiilor exterioare. Sub acest aspect, în cele ce urmează se face o analiză comparativă.

Influenţa tipurilor de separatoare

Alegerea tipului de separator influenţează sensibil volumul ocupat de staţia electrică interioară, aici problema spaţiului se pune mai acut având în vedere cantitatea de energie înglobată în construcţii.

În tabelul 5.3., se compară din punctul de vedere al spaţiului ocupat, tipurile de separatoare folosite mai des. Faptul că la noi în ţară s-a trecut la folosirea tipului mai perfecţionat de separator cu cuţit articulat, arată dar eforturile în direcţia compactizării staţiilor interioare. S.G.B.-123 cu gabarit constant reduce volumul staţiei la 2/3-3/4 [39].

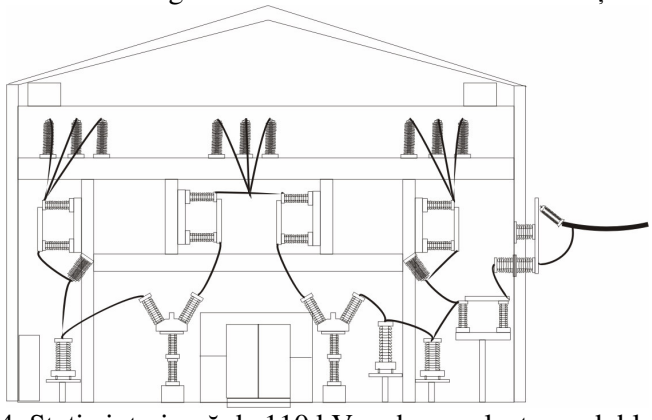
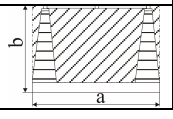
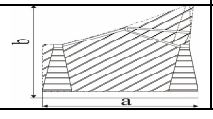
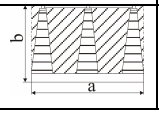
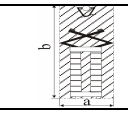
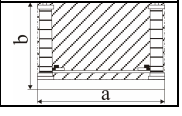
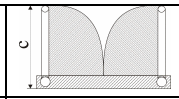
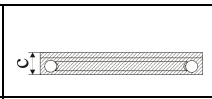
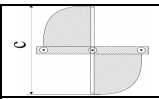
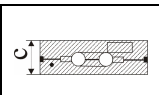
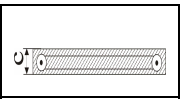


Fig.5.84. Staţie interioară de 110 kV cu bare colectoare duble şi separatoare semipantograf – tip.PHAFI-123

Tabelul 5.3.

Caracteristici constructive ale separatoarelor de 110kV

separator	rotativ cu două coloane izolante	pantograf cu două coloane izolante	rotativ cu trei coloane izolante	pantograf cu două coloane izolante	cu gabarit constant
tip	STEP 110kV	PHAFI 123	SA 123	H 278-110N	S.G.B.-123
volumul ocupat					

de cinematica separatorului						
dimen-siune	a	2000	1850	2240	1500	2000
	b	1710	2520	1860	3710	1710
	c	810	400	1360	625	260
volum	[dm^3]	2120	1565	2367	3478	889
	[%]	100	73,82	111,63	164,05	41,94

Se prezintă o dispoziție constructivă pentru o stație interioară de 110 kV, dublu sistem de bare având una din bare în formă de U, în fig. 5.84. în vederea compactizării, legăturile de la bare la separatoare sunt realizate în conductor rigid, iar separatoarele sunt de tip semipantograf, [21].

Celulele sunt separate prin pereți uşori de plasă metalică şi material ignifug. Sunt prevăzute culoare de vizitare pentru întreruptoare, separatoare de bară, etc.

Inspectarea separatoarelor de bare se face frontal de pe pasarele şi uşi de acces prevăzute pe părțile laterale ale clădirii stației interioare.

5.3.4. DISPOZIȚII CONSTRUCTIVE CAPSULATE ÎN ALTE MEDII DECÂT AERUL

Generalități

Instalațiile de comutație de 110 kV-400kV realizate în oraşe şi zone industriale sunt în mod frecvent de tip interior fie pentru a armoniza cu arhitectura înconjurătoare, fie pentru a preveni contaminarea izolației. Cu toate acestea stațiile astfel realizate necesită un volum relativ mare care influențează negativ costul general al instalației mai ales când este vorba de zone centrale ale oraşelor.

Introducerea întreruptorului debroşabil la unele dispoziții constructive de 110 kV a făcut posibilă o reducere considerabilă a volumului afectat, dar de această reducere au beneficiat numai stații cu un singur sistem de bare colectoare. Examinând perfecționările aduse dispozițiilor constructive interioare de tip deschis de 110 kV este evident că se mai pot realiza economii sensibile de volum folosind aerul ca mediu izolant.

Distanțele de izolație dintre faze la presiunea atmosferică normală dictează mărimea dispozițiilor constructive. Volumul aferent poate fi redus numai folosind un mediu de izolare cu rigiditate dielectrică superioară aerului. În acest fel instalațiile de comutație de tip interior, deschise au fost înlocuite de cele total capsulate în alt mediu izolant decât aerul. Instalațiile total capsulate nu sunt supuse contaminării, evită pericolul electrocutării prin atingeri accidentale şi se pot monta in minimum de timp. Mediul izolant condiționează direct modul de realizare fizică al instalației capsulate.

Mediul izolant

În urma experimentelor s-a ales gazul hexafluorură de sulf (SF_6) drept mediu izolant. Are excelente proprietăți dielectrice şi este adecvat pentru stingerea arcului electric. În consecință este folosit atât ca mediu izolant general cât şi ca mediu de stingere în întreruptor. SF_6 este de aproximativ cinci ori mai greu decât aerul şi în stare pură este inert şi nu este toxic. Nu se ionizează dacă este împiedicată descărcarea corona, în consecință toate contactele sunt rotunjite şi prevăzute cu ecrane.

Tubulatura care capsulează instalația este compartimentată etanş la interior în camere separate pentru a preveni efectul slăbirii rigidității dielectrice în toată instalația când au loc scăpări de gaz într-un anumit punct doar.

Dacă conductoarele şi părțile izolante sunt corect proiectate şi executate - trebuie menționat de la început că este vorba de o tehnologie deosebită de realizare practică -

rigiditatea dielectrică a SF_6 este de aproximativ două - trei ori superioară celei din cazul aerului. Izolarea este îmbunătățită dacă se creşte presiunea gazului. Din motive economice se limitează presiunea la circa 2-3 bari.

Realizarea constructivă

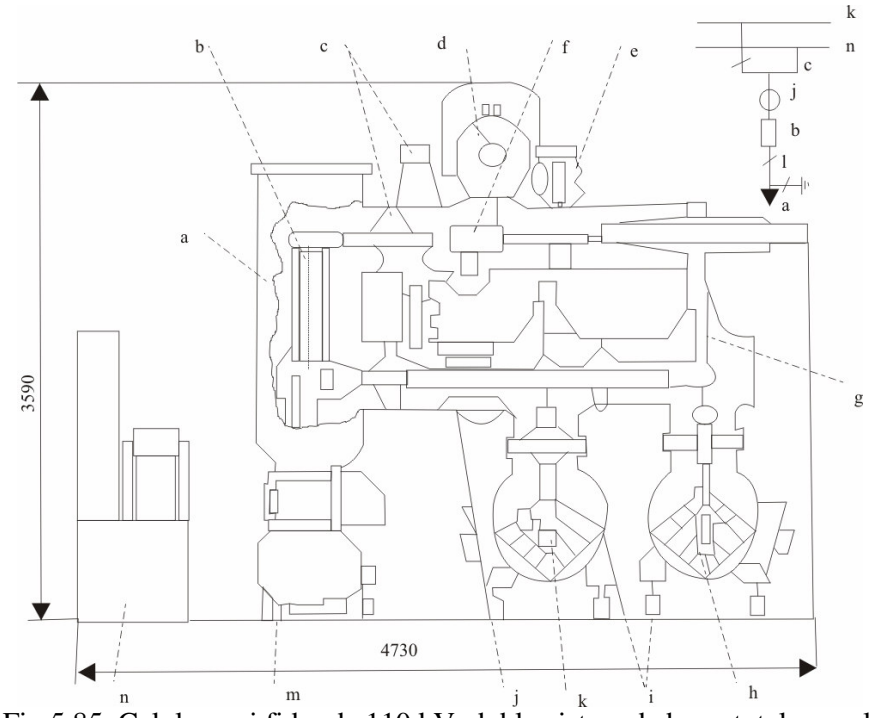


Fig.5.85. Celula unui fider de 110 kV, dublu sistem de bare, total capsulate în SF_6
a-carcasa întreruptorului; b-întreruptorul; c-separatoare de legare la pământ pe partea întreruptorului; d-transformator de tensiune; e-separator de legare la pământ a cablului; f-separator de linie; g-separator de bară; h, k-bare colectoare; i-tubulatura barelor; l-transformator de curent; m-rezervor de SF_6; n-dispozitivul de acționare hidraulic.

S-au proiectat în aşa fel elementele componente încât să acopere întreaga gamă de scheme de comutație şi să se poată trece chiar la tipizare.

Realizarea unei celule tipice de fider de 110 kV se dă în fig. 5.85.,[23]. Pasul celulei de 110 kV este de 2,40 m. Celula din figură are 3,59 m înălțime şi 4,73 m în adâncime. Aşadar este vorba de o reducere de aproximativ 1/12 din volum față de dispoziția similară în aer liber. Instalațiile astfel capsulate pot fi dispuse la interior sau la exterior direct în aer liber cu luarea de precauții.

S-a dovedit mai avantajos să se plaseze compartimentele barelor colectoare la nivelul inferior. Deasupra barelor colectoare care formează aşadar partea "de bază" a dispoziției constructive, se găsesc celelalte echipamente. Instalația se montează tronson cu tronson la un cost justificat tehnic şi economic tocmai datorită realizării complete a acestor tronsoane în uzinele de echipamente electrice. Liniile de plecare în cablu pot fi echipate diferit, astfel spus transformatoarele de măsură pot fi omise, se poate prevedea bară de ocolire etc.

În fig. 5.86. se prezintă o celulă de transformator cu o bară colectoare şi una de ocolire (auxiliară) la care doar bara de ocolire este dispusă la nivelul inferior, iar întreruptorul este montat în poziție orizontală, [24].

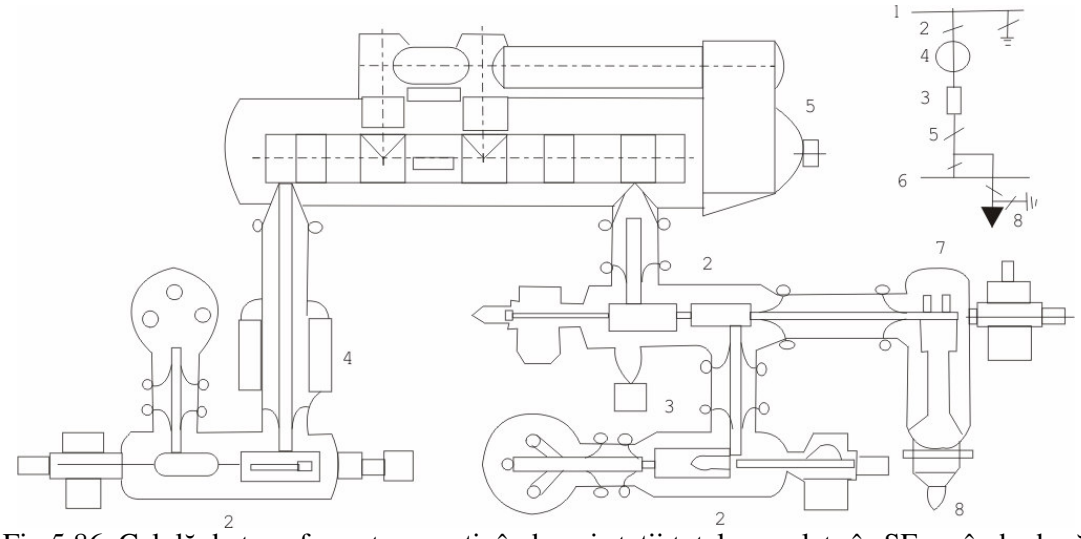


Fig.5.86. Celulă de transformator aparţinând unei staţii total capsulate în SF_6 având o bară colectoare şi una auxiliară (de ocolire):
1-bara colectoare; 2-separatoare de bară;3-separator de legare la pământ; 4-transformator de curent; 5- întreruptor; 6- bară de ocolire; 7-cutie terminală a cablului; 8-separator de legare la pământ al cablului; 9-cablul de ieşire.

5.4. INSTALAȚII DE LEGARE LA PĂMÂNT ÎN CENTRALE ŞI STAȚII ELECTRICE PENTRU PROTECȚIA PERSONALULUI ÎMPOTRIVA ACCIDENTELOR PRIN ELECTROCUTARE

5.4.1. GENERALITĂȚI

Instalaţiile de legare la pământ constituie parte integrantă a celor mai multe unităţi electroenergetice de producere, transport, distribuţie şi utilizare a energiei electrice.
Ele sunt destinate unor funcţii multiple de asigurare a unei explorări normale, fără pericole de avarii sau accidente, a instalaţiilor şi echipamentelor electrice. Din cele mai importante funcţii ale instalaţiilor de legare la pământ în centralele şi staţiile electrice se pot enumera următoarele [23-28]:

a) asigurarea securităţii personalului de deservire sau a altor persoane care ating diferite carcase, elemente de susţinere sau de îngrădire a instalaţiilor şi echipamentelor care pot intra accidental sub tensiune; se urmăreşte realizarea deconectării rapide a sectorului în care a avut loc defectul şi limitarea tensiunilor de atingere şi de pas sub valorile maxime admise;
b) stabilirea potenţialelor faţă de pământ a unor puncte aparţinând circuitelor normale de lucru, ca de exemplu legare la pământ a punctelor neutre a unor reţele trifazate, a punctelor unor transformatoare de măsură etc.;
c) crearea unor circuite pentru funcţionarea protecţiei împotriva punerilor la pământ în reţele;
d) realizarea protecţiei împotriva supratensiunilor atmosferice sau datorită unor cauze interne (de exemplu supratensiuni de comutaţie);
e) legarea de pământ a unor elemente, făcând parte din circuitele curenţilor de lucru ale instalaţiei, scoase de sub tensiune pentru lucrări în vederea descărcării de sarcinile capacitive şi pentru evitarea apariţiei unor tensiuni periculoase (neprevăzute) în timpul executării lucrării.

Instalaţiile de legare la pământ destinate scopurilor de mai sus se încadrează în următoarele patru categorii:

- instalaţii de legare la pământ de protecţie împotriva electrocutării (cele de la pct. a şi e);
- instalaţii de legare la pământ de exploatare (cele de la punctul b şi c);
- instalaţii de legare la pământ de protecţie împotriva supratensiunilor (cele de la pct. d.);
- instalaţii de legare la pământ folosite în comun pentru protecţie şi pentru exploatare.

În cele mai numeroase cazuri, condiţiile cele mai grave de dimensionare rezultă pentru instalaţiile de legare la pământ de protecţie împotriva electrocutărilor astfel, o instalaţie dimensionată considerând valorile curenţilor de defect posibili şi timpii acestora prezintă în general parametrii acoperitori şi pentru folosirea în scopuri de exploatare sau pentru protecţia împotriva supratensiunilor atmosferice sau de natură internă. Prin aceasta se explică faptul că în majoritatea cazurilor întâlnite în practică, instalaţiile de legare la pământ sunt folosite în comun, iar dimensionarea lor este determinată de protecţia împotriva electrocutărilor.

În cazul instalaţiilor electrice de înaltă şi foarte înaltă tensiune, cu curenţi mari de punere la pământ rezultă deseori ca element determinant de dimensionare, asigurarea unor tensiuni prin cuplaj rezistiv sub limitele maxime admise admise în reţelele de telecomunicaţii, teleprotecţie şi telemecanică (cabluri pilot, cabluri de telefonie etc.).

Condiţiile principale de dimensionare a instalaţiilor de legare la pământ din centrale şi staţii electrice sunt următoarele:

$$\frac{R_p.I_p.k_a}{\alpha} \le U_a ; \frac{R_p.I_p.k_{pas}}{\alpha} \le U_{pas} \qquad (5.2.)$$

unde: U_a este tensiunea de atingere maximă admisă în [V];

U_{pas} este tensiunea de pas maximă admisă în [V];

R_p rezistenţa de dispersie a instalaţiei de legare la pământ în [Ω];

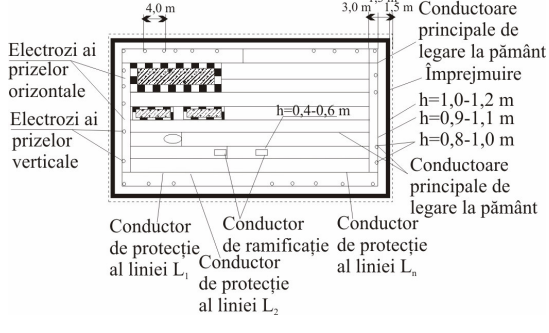
I_p curentul maxim care poate trece prin electrozii prizelor de pământ, în [A]; se numeşte curentul de punere la pământ şi constituie o componentă a curentului total I_d care se închide prin instalaţia de legare la pământ;

k_a coeficientul de atingere obţinut cu ajutorul prizelor de dirijarea distribuţiei potenţialelor;

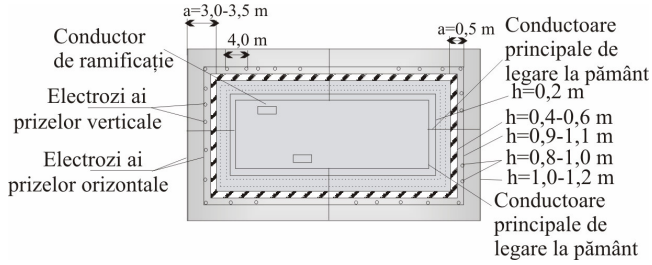
k_{pas} coeficientul de pas obţinut cu ajutorul prizelor de dirijarea distribuţiei potenţialelor;

α coeficientul de amplasament obţinut cu ajutorul unor materiale de rezistivitate mare dispuse în zonele de deservire şi de circulaţie.

După dimensionarea instalaţiei de legare la pământ ţinând seama de condiţiile (5.2.) de mai sus, este necesar să se verifice condiţiile de stabilitate termică a diferitelor componente ale instalaţiei de legare la pământ la curenţii ce se închid prin aceasta.



a) exemplu de realizare a instalaţiei de legare la pământ pentru staţii electrice exterioare



b) exemplu de realizare a instalaţiei de legare la pământ pentru staţii electrice interioare

Fig. 5.87. Instalaţie de legare la pământ

În general o instalaţie de legare la pământ se compune dintr-un ansamblu de conductoare şi de electrozi îngropaţi în sol; ea este constituită din următoarele elemente principale (fig. 5.87.).

- una sau mai multe prize de pământ legate între ele, fiecare priză de pământ fiind constituită la rândul ei din unul sau mai mulţi electrozi îngropaţi în sol şi conductoarele de legătură dintre acestea;
- o reţea de conductoare principale de legare la pământ de regulă în circuit închis: legată în cel puţin două puncte la ansamblul prizelor de pământ;
- conductoarele de legătură dintre conductoarele principale şi priza (prizele) de pământ;
- conductoarele de ramificaţie prin care se racordează individual fiecare obiect la reţeaua conductoarelor principale.

Condiţiile de stabilitate termică a elementelor componente sunt următoarele:

a. pentru conductoarele de ramificaţie; secţiunea acestora trebuie să fie:

$$S_r \geq \frac{I_d \sqrt{t}}{j} \left[mm^2\right] \qquad \text{unde,} \qquad (5.3.)$$

I_d este curentul maxim defect stabilizat care poate trece prin conductorul respectiv, în [A];

t timpul de funcţionare în regim de defect; la circuitele asigurate cu protecţie pentru declanşare la apariţia defectului considerat t este timpul treptei de rezervă a protecţiei, în [s];

j densitatea de curent maximă admisă pentru ca temperatura conductorului să nu depăşească temperatura de 200^0 C, în [A/mm^2] la cupru.

b. pentru conductoarele principale (care constituie circuite închise), conductoarele de legare a acestora la prizele de pământ şi conductoarele de legătură între prizele de pământ sau între electrozii unei prize de pământ, secţiunea acestora trebuie să fie:

$$S_p \geq \frac{S_r}{2} - \frac{I_d \sqrt{t}}{2j} \left[mm^2\right] \qquad (5.4.)$$

c. pentru electrozii prizelor de pământ este necesar ca densitatea de curent să fie limitată astfel încât temperatura la suprafaţa electrozilor să nu depăşească valoarea $\theta_{max}=95^0$ C, considerându-se o temperatură iniţială θ_0 de 35^0 C. Se are în vedere deci să nu apară o creştere mai mare de 60^0 C ($\theta = \theta_{max} - \theta_0 = 60^0$ C).

În cazul unui regim termic de scurtă durată (de ordinul secundelor, de regulă sub trei secunde), trebuie să se satisfacă următoarea condiţie de stabilitate termică, ţinând seama că până la deconectare căldura dezvoltată se cedează solului înconjurător:

$$j \le \sqrt{\frac{\gamma\ \theta}{\rho\ t}}$$

unde: j densitatea de curent la suprafața prizei (în [A/mm^2]);
$j = I_p/S$, Ip fiind curentul care trece efectiv prin electrozii prizelor de pământ;

γ caldura specifică medie a pământului
(în [W·s/^{0}C·m^3]);
se consideră de regulă valoarea corespunzătoare solurilor mai des întâlnite în România care este:

$$\gamma = 1{,}7\ .\ 10^6 \left[\frac{W\ .\ s}{^0C\ .\ m^3}\right];$$

θ creşterea de temperatură, în [^{0}C]; se consideră de regulă
$\theta = \theta_{max} - \theta_0 = 95 - 35^0 = 60^0$ C

ρ rezistivitatea solului (în [Ωm]);

t durata regimului termic (în [s]); se consideră tipul protecției de rezervă (treapta de rezervă a protecției)

Condiția 5.4. se poate scrie astfel:

$$S \ge I_p \sqrt{\frac{\rho\ t}{\gamma\ \theta}} \qquad (5.5.)$$

Introducându-se valorile de mai sus pentru γ şi pentru θ condiția este:

$$S \ge I_p \sqrt{\rho\ t}\ .\ 10^{-4}\left[m^2\right] \qquad (5.6.)$$

Criteriul de verificare la regimul termic de scurtă durată îl va putea constitui şi tensiunea totală a prizei de pământ $U_p = R_p\ .\ I_p$ (în [V]), tensiunea de verificare este astfel:

$$U_p \le S.R_p \sqrt{\frac{\gamma\ \theta}{\rho\ t}} \qquad (5.7.)$$

În relațiile de mai sus s-a notat cu S suprafața în contact cu solul pe care trebuie s-o reprezinte electrozii prizei de pământ pentru trecerea curentului de punere la pământ (în [m^2]). În cazul prizelor de pământ complexe pentru determinarea suprafețelor de efectiv necesare pentru trecerea curentului de punere la pământ, trebuie să se considere coeficienții de utilizare a diferitelor categorii de electrozi.

De exemplu în cazul unei prize complexe din electrozi verticali şi orizontali va rezulta necesar o suprafață

$$S = \eta_V\ .\ S_V + \eta_0\ .\ S_0 \ge I_p\ .\ \sqrt{\rho\ t\ .\ 10^{-4}}\ [m_2] \qquad (5.8.)$$

unde: S_V şi S_0 reprezintă suma suprafețelor laterale ale electrozilor verticali şi respectiv ale celor orizontali, în [m^2];

η_V şi η_0 coeficientul de utilizare al prizelor verticale şi respectiv ale celor orizontale

În cazul unui regim termic cu timp nelimitat trebuie să fie îndeplinită următoarea condiție de stabilitate termică, ținând seama că permanent căldura se transmite mediului datorită conductibilității termice a pământului:

$$U_p \le \sqrt{2\rho\ \lambda\ \theta} \qquad (5.9.)$$

unde: U_p tensiunea totală a prizei (în [V]);

ρ rezistivitatea solului (în [Ωm]);

λ conductivitatea termică medie a pământului (în [W/^{0}C m]);

se consideră de regulă λ = 1,2 W/^{0}C m care este conductivitatea medie a solurilor mai des întâlnite în România;

θ creşterea de temperatură (în [^{0}C]); se consideră de regulă egală cu 60^{0}C.

Introducând în (5.8) valorile de mai sus pentru λ, rezultă relaţia:

$$U_p \le 12\sqrt{\rho\ s} \quad sau \quad R_p \le \frac{12\sqrt{\rho}}{I_p}[\Omega] \qquad (5.10.)$$

Rezistivitatea medie a solurilor mai des întâlnite în România este de ~ 100 Ωm; la o astfel de valoare rezultă că o priză de pământ este stabilă termic dacă tensiunea totală a acesteia este $U_p \le$120 V.

Există astfel obişnuinţe ca în cazul unei rezistivităţi ρ = 100 Ωm să se considere, ca o valoare de control de stabilitate termică la regimuri cu durate lungi, tensiunea maximă admisă a prizei de pământ U = 120V.

Conform STAS 7334, în cazul unui regim termic cu timp limitat de ordinul minutelor, se pot considera valorile din tabelul 5.4. în funcţie de rezistivitatea solului, pentru o tensiune totală:

$U_p = R_p \,.\, I_p$ = 125 V

Tensiunea U_p maximă ce se poate admite pentru un anumit timp (t') diferit, însă mai mic decât cel indicat în tabelul 5.4. se va obţine din relaţia:

$$U_p \le 125 \,.\, \sqrt{\frac{t}{t'}} \qquad (5.11.)$$

Durata t pentru care priza este stabilă termic la o tensiune $U_p \le$ 125 V

Tabelul 5.4.

Stabilitatea termică a prizelor de pământ

		Durata t, în minute pentru	
Nr. crt.	Rezistivitatea solului [Ωm]	priză verticală $\ell \ge 1.5\,m$	priză orizontală
1	50	100	30
2	100	200	60
3	200	400	120
4	300	600	180

Cu ajutorul acestei relaţii se poate determina timpul t' maxim admis pentru funcţionarea prizei de pământ de o anumită tensiune $U_p = R_p \cdot I_p$ cunoscută, în regimul unui defect de durată. Este cazul instalaţiilor din reţelele izolate faţă de pământ la care se cunoaşte rezistenţa de dispersie R_p şi curentul I_p egal cu valoarea de reglaj I_r a protecţiei împotriva punerilor duble la pământ. (vezi tabelul 5.4.)

5.4.2. TENSIUNILE DE ATINGERE ŞI DE PAS LA TRECEREA CURENTULUI PRIN PRIZA DE PĂMÂNT

În cazul trecerii curentului dintr-o priză de pământ, tensiunea totală a acesteia U_p reprezintă produsul dintre rezistenţa electrică a pământului R_p (numită rezistenţă de dispersie a prizei) şi curentul de punere la pământ I_p:

$U_p = R_p \,.\, I_p$ (5.12.)

Se neglijează rezistenţa electrică proprie a electrozilor din care este constituită priza de pământ deoarece rezistivitatea acestora este mult mai mică decât rezistivitatea solului. Rezistivitatea oţelului din care se execută în cele mai dese cazuri electrozii prizelor este ρ_{01}

$\cong 2 \cdot 10^{-7}$ Ωm. Rezistivitatea solurilor cel mai des întâlnite este $\rho_{sol} \cong 102$ Ωm. Rezultă un raport de ordinul 10^9 între cele două categorii de rezistivităţi

În cazul unui contact bun între electrozi şi solul înconjurător, rezistenţa de dispersie a prizei este practic dată în totalitate de rezistenţa solului.

Conductivitatea, relativ mică, a solului se datorează faptului că acesta este constituit în cea mai mare parte din elemente rele conducătoare de electricitate (argile, silice şi altele), care în stare uscată reprezintă izolanţi electrici.

Conductivitatea solului este dată în special de soluţiile de apă şi săruri aflate în sol. Un sol uscat (lipsit de apă) prezintă o rezistivitate mare chiar dacă este bogat în săruri deoarece acestea din urmă luate separat sunt de asemenea rele conducătoare de electricitate. Conductivitatea cea mai mare o reprezintă o soluţie de apă cu 4% concentraţie de sare. Concentraţiile mai mici sau mai mari decât această valoare conduc la înrăutăţirea conductivităţii. O apă lipsită complet de săruri, de exemplu apa distilată, este un bun izolant. Sarea în stare solidă si uscată se prezintă de asemenea ca un izolant perfect.

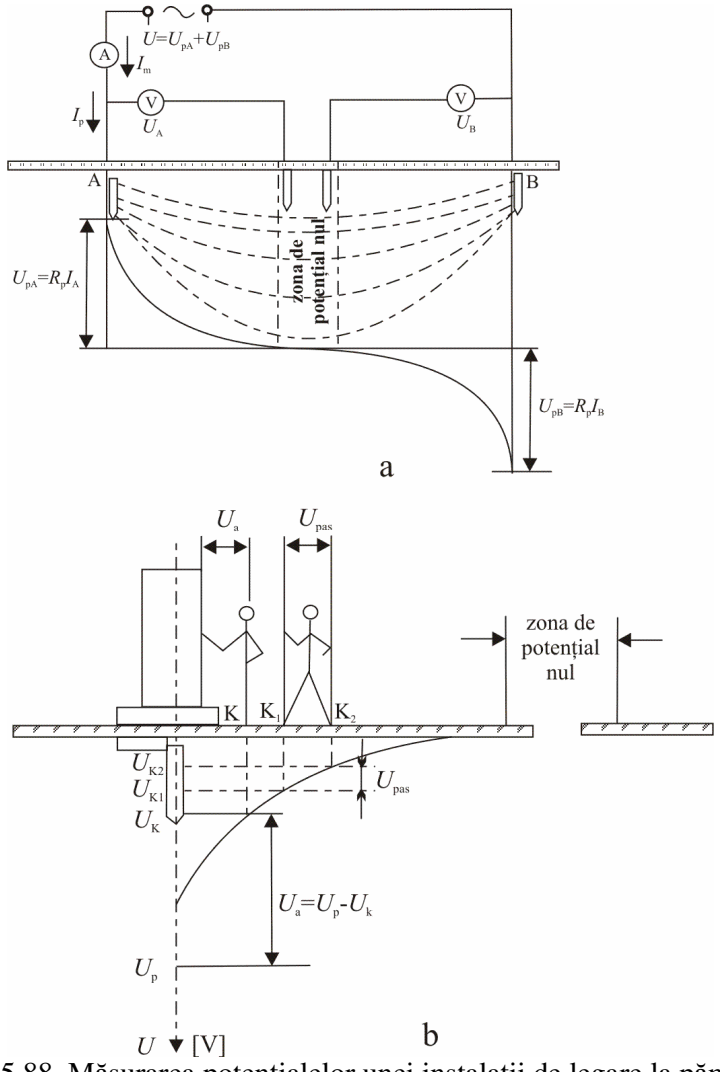


Fig.5.88. Măsurarea potenţialelor unei instalaţii de legare la pământ
a-Curbele de potenţial ale prizelor de pământ; b-Tensiunea totală a instalaţiei de legare la pământ $U_{p,}$ tensiunea de atingere U_a şi tensiunea de pas U_{pas}

Solul din imediata apropiere a electrozilor prizei prezintă rezistența cea mai mare, deoarece curentul se închide prin suprafețe relativ mici şi anume cele oferite de fețele laterale ale electrozilor. Datorită acestui fapt densitățile de curent cele mai mari sunt în apropierea electrozilor.

Pe măsura îndepărtării de aceştia, solul oferă 152 suprafețe din ce în ce mai mari astfel încât densitățile de curent scad continuu. În aceeaşi măsură scad şi potențialele diferitelor puncte ale solului, acestea fiind proporționale cu densitățile de curent. La o anumită distanță de electrozii prizei se ajunge în zona unde potențialele sunt practic nule.

Aceste zone se numesc zone de potențial nul. În fig.5.88.a. se prezintă diagrama potențialelor în jurul a două prize de pământ prin care se închide circuitul curentului de punere la pământ.

Dacă se măsoară potențialele la suprafața solului şi se trec în diagramă se obține o curbă a potențialelor. Mulțimea acestor curbe în jurul unei prize formează o suprafață de forma unui hiperboloid; este numită pâlnia potențialelor.

Ordonata unui punct de pe curba potențialelor reprezintă valoarea potențialului unui punct corespunzător de pe suprafața solului. Potențialul maxim este cel al electrodului prizei şi reprezintă chiar tensiunea totală a prizei U_p. Această tensiune se măsoară practic între electrodul prizei şi un punct din zona de potențial nul. Se realizează schema din figura 5.88.b. Pentru identificarea zonei de potențial nul se procedează astfel: se citesc tensiunile pe voltmetrul U având o bornă legată la electrodul prizei, iar a doua la o sondă care se mută la diferite distanțe de electrodul prizei. Pe măsura îndepărtării de acesta, valorile citite vor creşte continuu, însă din ce în ce mai încet. La depăşirea unei anumite distanțe, creşterile sunt foarte mici sau nesesizabile, astfel încât valorile citite sunt practic constante; înseamnă că s-a intrat în zona de potențial nul, iar valoarea citită reprezintă tensiunea totală a prizei $U_p = R_p \cdot I_p$ [29,30]

Rezistența de dispersie a prizei R_p este constituită deci de rezistența electrică a solului cuprins între electrozii prizei şi zona de potențial nul, şi se determină cu relația:

$$R_p = U_p/I_p \qquad (5.13.)$$

Rezistența R_p de dispersie a unei prize executată fizic se poate determina prin măsurarea cu ajutorul schemei de măsurare din fig.5.88.:

$$R_p = U_{pA}/I_m \qquad (5.14.)$$

unde: U_{pA} este tensiunea citită pe voltmetrul U_A iar I_m curentul citit pe ampermetrul A. Tensiunea U_{pB} a prizei B prin care se închide curentul, se măsoară cu voltmetrul U_B. Tensiunea totală a sursei este $U = U_{pA} + U_{pB}$. Ca să se poată determina rezistențele reale de dispersie ale prizelor A şi B, distanța între ele trebuie să fie suficient de mare ca să existe o zonă de potențial nul.

O condiție esențială este să se identifice această zonă pentru a se putea amplasa sonda de măsurare. Dacă aceasta se introduce în afara zonei de potențial nul se va măsura o rezistență de R_p ori mai mică decât cea reală (când sonda se afla în zona de influență a prizei A), ori o valoare mai mare (dacă s-a nimerit în zona de influență a prizei B).

Odată determinată zona de potențial nul se pot măsura potențialele la suprafața solului măsurându-se tensiunile dintre diferitele puncte şi un punct din zona de potențial nul. Cu aceste valori se obține curba de variație a potențialelor în jurul prizei de pământ.

Dacă un om atinge un element legat la electrozii prizei de pământ şi stă cu picioarele în punctul K, el va fi supus unei tensiuni U_a, numită tensiune de atingere, egală cu diferența dintre potențialul electrozilor U_p şi potențialul punctului K:

$$U_a = U_p - U_K \qquad (5.15.)$$

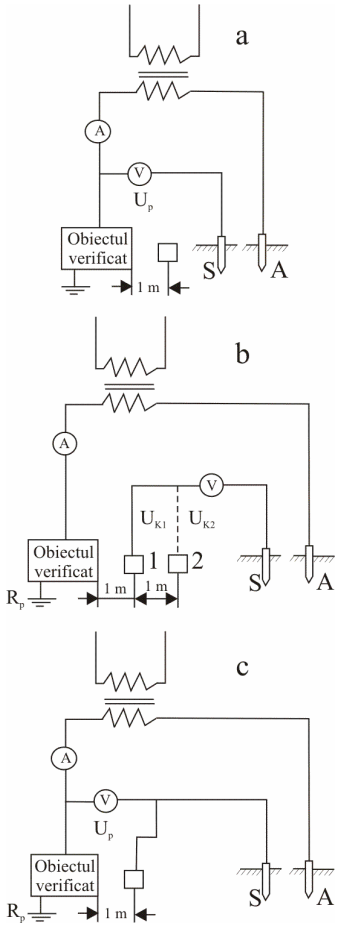


Fig.5.89. Măsurarea principalelor tensiuni în definirea electrosecurității personalului de exploatare

a. Măsurarea tensiunii U_p între un element al instalației şi zona de potențial nul pentru curentul de măsură I_m

b. Măsurarea potențialelor U_k pentru determinarea coeficienților de atingere k_a şi de pas k_{pas}

$U_a=U_p-U_{K1}$ (U_p determinat prin schema 5.89a.)
$U_{pas}=U_{K1} - U_{K2}$

c. Măsurarea tensiunii U_α între obiectul la care se verifică protecția şi un punct aflat la 1 m distanță de acesta

Când omul atinge în mers două puncte de pe sol K_1 şi K_2, el va fi supus unei tensiuni U_{pas}, (tensiune de pas), egală cu diferența dintre potențialul punctului K_1 şi potențialul punctului K_2:

$$U_{pas} = U_{K1} - U_{K2} \qquad (5.16.)$$

În calcule se consideră o distanță de 0,8 m între punctele k_1 şi k_2, iar la măsurări se ia acoperitor distanța de 1 m.

Dintre cele de mai sus rezultă că tensiunea de atingere respectiv şi cea de pas constituie o parte a tensiunii totale U_p.

Rezultă de asemenea că valorile acestor tensiuni depind de alura curbei de potențial (aceasta la rândul ei depinde de forma prizei de pământ).

Tensiunile U_a şi U_{pas} pot fi micşorate dacă se poate obține aplatizarea curbei de potențial; micşorarea pantelor curbei în punctele dorite cu ajutorul unor prize de dirijarea distribuției potențialelor.

O anumită distribuție a potențialelor este caracterizată de mărimea coeficienților de atingere k_a şi de pas k_{pas}, care sunt definiți prin raportul dintre tensiunea de atingere U_a, respectiv de pas U_{pas} şi tensiunea totală U_p (vezi fig.5.89.):

$$k_a = U_a / U_p = 1 = U_k / U_p;$$

$$k_{pas} = U_{pas} / U_p = (U_{k1} - U_{k2}) / U_p \qquad (5.17)$$

Dacă se calculează acești coeficienți în cazul unei anumite prize de pământ de rezistență R_p şi având curentul de punere la pământ I_p dat, se pot determina tensiunile de atingere şi de pas; din relațiile (5.17) rezultă:

$U_a = R_p \cdot I_p \cdot k_a$ şi $U_{pas} = R_p \cdot I_p \cdot k_{pas}$

Acestea trebuie să fie mai mici decât valorile maxime admise ale tensiunilor de atingere şi de pas (a se vedea relaţia 5.2. din condiţiile de dimensionare a instalaţiilor de legare la pământ).

În tabelul 5.5. se dau tensiunile de atingere şi de pas maxime admise pentru instalaţiile de înaltă tensiune în funcţie de timpul protecţiei de bază (treapta I-a a protecţiei) şi categoria zonei de circulaţie în apropierea instalaţiei electrice respective.

În tabelul 5.6. şi tabelul 5.7. se dau tensiunile de atingere şi de pas maxime admise în cazul instalaţiilor de joasă tensiune. În această categorie intră instalaţiile cu tensiunea de lucru de cel mult 250 V faţă de pământ în cazul reţelelor legate la pământ şi 1000 V în cazul reţelelor izolate faţă de pământ.

Tabelul 5.5.

Tensiuni de atingere şi tensiuni de pas (în [V]) maxime admise la instalaţiile electrice de înaltă tensiune, curent alternativ

		Timpul de deconectare (în [s]) la intensitatea maximă a curentului de punere la pământ calculat							
Nr. crt.	Valorile tensiunilor [V] în funcţie de locul de utilizare	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8... 3	> 3
1	În zone cu circulaţie frecventă	125	100	85	80	75	70	65	40
2	În zone cu circulaţie redusă	250	200	165	150	140	130	125	125
3	În zone cu circulaţie redusă, cu folosirea mijloacelor de protecţie electro-izolante	500	400	130	300	200	200	250	250

*) în zone cu circulaţie frecventă din afara incintelor agricole sau industriale (de exemplu la staţii, posturi de transformare, puncte de alimentare, centrate etc.) pentru timpi mai mari de 3 s, tensiunea de atingere sau de pas maximă este de 65 V.

Fac excepţie de la acest tabel stâlpii liniilor electrice aeriene fără aparataj astfel:

Pentru stâlpii fără aparataj ai liniilor aeriene din afara localităţilor sau din zona cu circulaţie redusă din localităţi, tensiunile de atingere şi de pas nu se normează, prizele de pământ de la aceşti stâlpi trebuie să corespundă numai din considerentele de protecţie împotriva supratensiunilor atmosferice.

În cazul stâlpilor cu aparataj, indiferent de zonă şi de cazul stâlpilor fără aparataj din zone de circulaţie frecventă din interiorul localităţilor şi din incintele întreprinderilor industriale şi agricole tensiunile maxime admise de atingere şi de pas sunt următoarele, indiferent de timpul de deconectare a curentului de punere la pământ (curentul prin priza de pământ):

Tabelul 5.6.

Tensiuni de atingere şi tensiuni de pas (în [V]) maxime admise la instalaţiile electrice de joasă tensiune, curent alternativ

Nr. crt.	Valorile tensiunilor [V] în funcţie de locul de utilizare	Categoria utilajelor	Mediul			
			Puţin periculos		Periculos sau foarte periculos	
			Timpul de deconectare (în [s])			
			≤3	>3	≤3	>3

1	La suprafaţa	fixe şi mobile	65	40	65	40
2	În subteran	portative toate categoriile	65 -	40 -	24 24	24 24

Tabelul 5.7.

Tensiuni de atingere şi tensiuni de pas (în [V]) maxime admise la instalaţiile electrice de joasă tensiune curent continuu

Nr. crt.	Valorile tensiunilor [V] în funcţie de locul de utilizare	Categoria utilajelor	Mediul			
			Puţin periculos		Periculos sau foarte periculos	
			Timpul de deconectare (în [s])			
			≤3	>3	≤3	>3
1	La suprafaţa	fixe şi mobile	110	65	110	65
2	În subteran	portative toate categoriile	110 -	65 -	24 24	24 24

125 V pentru stâlpii LEA din reţelele izolate faţă de pământ şi pentru stâlpii LEA din reţelele legate la pământ, aflaţi în incinta unităţilor industriale sau agricole.

250 V pentru stâlpii LEA din celelalte reţele legate la pământ sau printr-o rezistenţă ohmică.

5.4.3. CALCULUL REZISTENŢEI DE DISPERSIE A UNEI INSTALAŢII DE LEGARE LA PĂMÂNT

Prize de pământ în soluri omogene

O instalaţie de legare la pământ este constituită din mai multe prize de pământ cum sunt [31-36]:

- prizele de pământ cu electrozi verticali având o rezistenţă de dispersie R_{pv};
- prizele de pământ cu electrozi orizontali având o rezistenţă de dispersie R_{po};
- prizele de pământ de dirijarea distribuţiei potenţialelor R_{pd};
- prizele de pământ în contur închis (asimilate cu prize inelare) R_{pinel} ;
- prizele de pământ ale stâlpilor liniilor aeriene legate la instalaţia generală de legare la pământ (a staţiei sau centralei) prin intermediul conductorului de protecţie al LEA R_{pc};
- prizele de pământ naturale constituite din armăturile fundaţiilor de beton armat ale clădirilor şi stâlpilor R_{pn}, etc.

Prizele de pământ, datorită conductoarelor de legătură, sunt legate electric în paralel deci rezistenţa de dispersie echivalentă a instalaţiei generale de legare la pământ R_p este:

$$R_p = \frac{1}{\frac{1}{R_{pv}} + \frac{1}{R_{po}} + \frac{1}{R_{pd}} + \frac{1}{R_{pn}} + \frac{1}{R_{pinel}} + \frac{1}{R_{pc}} + \ldots} \qquad (5.18.)$$

Rezistența de dispersie a fiecărei prize de pământ în parte se calculează ținând seama de numărul prizelor singulare (dintr-un singur electrod) din care este constituită şi de coeficientul de utilizare a acestora. Acest coeficient este determinat de distanța dintre electrozii singulari. În cazul unor distanțe mari, suprafețele solului pentru trecere a curenților se micşorează astfel încât rezistența de dispersie rezultată este majorată.

De exemplu, în cazul unei prize complexe constituită din electrozii verticali distribuiți pe un contor închis, legați între ei prin n conductoare din oțel lat, care îndeplinesc condițiile unor prize singulare orizontale rezultă:

$$R_{pv} = \frac{r_{pv}}{n\,\eta_v} \qquad \text{şi} \qquad R_{po} = \frac{r_{po}}{n\,\eta_o} \qquad \text{, unde:}$$

R_{pv} - este rezistența de dispersie echivalentă a prizelor verticale;

R_{po} - rezistența de dispersie echivalentă prizelor orizontale;

r_{pv} - rezistența de dispersie a unei prize verticale singulare;

r_{po} - rezistența de dispersie a unei prize orizontale singulare având lungimea egală cu distanța dintre doi electrozi verticali (lungimea conductorului de legătură dintre aceştia);

η_v - coeficientul de utilizare a prizelor verticale;

η_o - coeficientul de utilizare a prizelor orizontale ținând seama şi de prezența prizelor verticale.

Pentru cazul prizelor complexe constituite din prize verticale şi prize orizontale, se dau în tabelul 5.8. coeficienții de utilizare în funcție de distanța dintre prizele singulare, numărul lor şi modul de dispunere a acestora (liniară sau pe un contur închis).

În tabelul 5.9. se dau formulele de calcul a prizelor de pământ singulare de diferite tipuri şi în funcție de adâncimea de îngropare.

Rezistența de dispersie R_{pc} a sistemului constituit din conductorul de protecție al LEA şi prizele de pământ ale stâlpilor legate la acesta, se calculează cu relația:

$$R_{pc} = \sqrt{r_p \cdot r_c} \qquad (5.19.)$$

unde r_p este rezistența de dispersie medie a prizelor de la stâlpi, iar r_c rezistența longitudinală a conductorului de protecție într-o deschidere (între doi stâlpi).

Tabelul 5.8.

Coeficienții de utilizare pentru prize complexe

Nr. de electrozi	Dist. dintre electr. vert. (a) în funcț. de lung. electr. (ℓ)	Coeficientul de utilizare pentru:			
		Electrozi verticali aşezați liniar		Electrozi verticali amplasați pe un contur (circuit închis)	
		Priza vert. u_1	Priza oriz. u_1	Priza vert. u_2	Priza oriz. u_2

2		0,85	0,80	-	-
3		0,80	0,80	0,75	0,75
4		0,75	0,77	0,65	0,65
5		0,70	0,75	0,62	0,62
6		0,65	0,60	0,60	0,60
10	a = l	0,60	0,60	0,55	0,55
20		0,50	0,20	0,50	0,50
40		-	0,20	0,40	0,40
60		-	-	0,38	0,38
100		-	-	0,35	0,35
2		0,90	0,90	-	-
3		0,85	0,90	0,80	0,60
4		0,82	0,88	0,75	0,55
5		0,80	0,85	0,72	0,52
6		0,78	0,80	0,70	0,50
10	a = 2 l	0,75	0,75	0,56	0,44
20		0,70	0,56	0,61	0,33
40		-	0,40	0,55	0,29
60		-	-	0,52	0,27
100		-	-	0,50	0,24
2		0,95	0,95	-	-
3		0,90	0,90	0,90	0,75
4		0,88	0,85	0,85	0,70
5		0,85	0,82	0,82	0,68
6		0,82	0,80	0,80	0,65
10	a = 3 l	0,80	0,75	0,75	0,65
20		0,75	0,68	0,70	0,45
40		-	0,54	0,66	0,39
60		-	-	0,62	0,36
100		-	-	0,80	0,33

Tabelul 5.9.

Calculul rezistenței de dispersie a prizelor

Felul electrodului prizei simple (singulare)	Formula de calcul a rezistenței de dispersie a prizelor simple verticale
Țeavă cu partea superioara la nivelul suprafeței solului şi diametrul țevii mult mai mic decât lungimea ei $d << l$	$r_p = 0.366\,(\rho / l)\log(4l / d)$ $r_p = 0.9(\rho / l)$ (formula simplificată pentru l = 1 ... 6m

Țeavă îngropată la adâncimea *h* $t = q + l/2$	$r_p = 0.366\ (\rho / l)\ \{\log(2l / d) + 1/2\ .\ \log[(4t + l)/(4t - l)]\}$
Bară de secționare dreptunghiulară: -la nivelul solului -îngropată la adâncimea h $t = q + l/2$	$r_p = 0.366\ (\rho / l) \log(8l / b)$ $r_p = 0.366\ (\rho / l)\ \{\log(4l / b) + 1/2 \cdot \log[(4t + l)/(4t - l)]\}$
Placă de formă neregulată îngropată la adâncime .	$r_p = \frac{\rho}{8\sqrt{\frac{s}{\pi}}} . \left(1 + \frac{2}{\pi}\right) . \arcsin . \sqrt{\frac{\frac{s}{\pi}}{b^2 + \frac{s}{\pi}}}$
Placă pătrată îngropată la adâncime	$r_{ph} = 0{,}22 . \frac{\rho}{a} . (1 + 0.637) . \arcsin \sqrt{\frac{1}{1 + \left(\frac{2b}{a}\right)^2}}$ $r_p = 0{,}25 \cdot (p/a)$ (formulă simplificată)
Placă circulară îngropată la adâncimea *h*	$r_{ph} = 0{,}25 . \frac{\rho}{D} . (1 + 0.637) . \arcsin \sqrt{\frac{1}{1 + \left(\frac{4h}{D}\right)^2}}$

unde: ρ - rezistivitatea de calcul a solului, în [Ω·m];
l - lungimea electrodului, în [m];
b - lățimea barei, în [m];
d - diametrul exterior al țevii, în [m];
q - distanța de la partea superioară a electrodului până la suprafața solului, în [m];
s - aria unei fețe a plăcii, în [m^2];
a - latura plăcii pătrate, în [m];
D - diametrul plăcii circulare, în [m].
h - îngroparea electrodului la adâncimea respectivă
t - este o mărime de calcul

Tabelul 5.10.

Calculul coeficientului de utilizare a prizelor

Modul de aşezare a electrozilor identici legați paralel	Formula de calcul a coeficientului de utilizare pentru prize multiple verticale (η_V)
Electrozii sunt aşezați în linie dreaptă	$\eta_v = \frac{1 - \frac{\rho}{2\pi . c . r_p} \cdot \frac{5}{6}}{\left(1 + \frac{\rho}{2\pi . c . r_p}\right)\left[1 - \frac{1}{3}\left(\frac{\rho}{2\pi . c . r_p}\right)\right] - \frac{9}{4}\left(\frac{\rho}{2\pi . c . r_p}\right)^2}$

Electrozii sunt aşezaţi pe laturile unui dreptunghi sau a unui poligon regulat	$\eta_v = \dfrac{1}{1 + \dfrac{\rho}{2p.\dfrac{r_p}{n}.c}}$

unde: c - distanţa între electrozi, în [m];
C - coeficientul de corecţie, în funcţie de numărul de electrozi legaţi în paralel a cărui valoare se ia din tabelul de mai jos;
n - numărul de electrozi;
p - perimetrul dreptunghiului sau a poligonului, în [m];
r_p - rezistenţa de dispersie a unui electrod.

Valoarea coeficientului C:

Tabelul 5.11.
Valoarea coeficientului C pentru valori ale lui n

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C	0,5	0,77	0,96	1,10	1,22	1,32	1,41	1,48	1,5
n	15	20	30	40	50	60	70	80	100
C	1,81	1,96	2,24	2,41	2,56	2,60	2,78	2,66	3,0

În cazul staţiilor electrice exterioare, se prevăd prize de dirijarea distribuţiei potenţialelor cu electrozi, orizontali şi paraleli dispuşi la adâncimi mici (~ 0,5 m) şi la o distanţă între electrozi astfel determinată încât să se obţină coeficienţii de atingere şi de pas doriţi. Se formează astfel o plasă de electrozi care contribuie la micşorarea rezistenţei de dispersie rezultată a instalaţiei de legare la pământ a staţiei.

Această priză se asimilează cu o priză în formă de plasă la suprafaţa solului, a cărei formulă de calcul este:

$$R_{pd} = 0{,}444 \cdot \frac{\rho}{\eta \sqrt{S}} = 0.56 \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} \qquad (5.20)$$

unde: S este suprafaţa plasei constituită din electrozii orizontali de dirijarea distribuţiei potenţialelor.
η - coeficientul de utilizare, care de regulă se ia egal cu 0,8 (vezi tabelele 5.13 şi 5.14)

Tabelul 5.12.
Calcul rezistenţei de dispersie a prizelor

Electrodului prizei simple (singulare)	Formula de calcul a rezistenţei de dispersie a prizelor simple orizontale
Ţeava aşezată orizontal la nivelul suprafeţei solului	$r_p = 0.732\,(\rho / l).\log(2l / d)$
Ţeavă îngropată orizontal la adâncimea q:	$r_p = 0.366\,(\rho / l).\log(l^2 / dq)$ $r_p = 2(\rho / l)$ (formula simplificată pentru l = 10 ... 25m)
Bară (oţel lat) cu secţiunea dreptunghiulară aşezată: - la suprafaţă la adâncimea q	$r_p = 0.732\,(\rho / l)\log(4l / b)$ $r_p = 0.366\,(\rho / l).\log(2l^2 / bq)$

Electrod inelar cu secţiunea circulară aşezat orizontal: - la nivelul suprafeţei solului; - la adâncimea *q*	$r_p = 0.732\,(\rho / l)\log(8l / \pi d)$ $r_p = 0.366\,(\rho / l)\,.\log(4l^2 / \pi dq)$
Electrod inelar cu secţiunea dreptunghiulară aşezat : - la suprafaţă - la adâncimea q	$r_p = 0.732\,(\rho / l)\log(16l / \pi b)$ $r_p = 0.366\,(\rho / l)\,.\log(8l^2 / \pi bq)$
Placă aşezată pe suprafaţa solului	$r_p = 0.44\,\frac{\rho}{\sqrt{S}}$
Placă circulară aşezată pe suprafaţa solului	$r_p = (\rho / 2D)$
Electrod semisferic îngropat, cu o suprafaţă circulară (baza) la nivelul suprafeţei solului	$r_p = (\rho / \pi D)$

unde: ρ - rezistivitatea de calcul a solului, în [$\Omega \cdot$ m];
d - diametrul electrodului, în [m];
b - lăţimea barei, în [m];
l - lungimea electrodului, în [m];
S - suprafaţa plăcii, în [m^2];
D - diametrul plăcii, în [m].
q - adâncimea de îngropare a prizei orizontale, în [m].

În toate relaţiile din tabelul 5.12. ρ reprezintă rezistivitatea de calcul a solului, care este diferită de rezistivitatea măsurată ρ_{mas}. Pentru obţinerea rezistivităţii de calcul se înmulţeşte rezistivitatea ρ_{mas} cu coeficientul ψ de variaţie dat în tabelul 5.15. în funcţie de starea de umiditate a pământului şi de adâncimea de îngropare a electrozilor:

$$\rho = \rho_{mas} \cdot \psi \qquad (5.21.)$$

Se observă, că acei coeficienţi care corespund stării umede, sunt mai mari decât cei care corespund stării uscate a solului.

Dacă se iau în consideraţie coeficienţii de variaţie pentru obţinerea valorii maxime a lui ρ nu este necesar să se execute măsurarea rezistivităţii solului numai în perioada de vară secetoasă.

De exemplu, dacă se intenţionează să se execute o priză de pământ cu electrozi verticali la adâncimi de îngropare ce depăşesc 0,6 m, iar măsurarea s-a făcut când solul este foarte umed (măsurările au fost de ploi bogate), din tabelul 5.15., rezultă un coeficient ψ = 1,5. Presupunând că la măsurare a rezultat o rezistivitate ρ_{mas} = 75 Ωm, în calcule se va considera $\rho = \rho_{mas} \cdot \psi$ = 75 x 1,5 = 112,5 Ωm. Dacă în acest exemplu, la dimensionarea prizei se consideră drept electrozi ai prizei şi benzile de legătură dintre electrozii verticali, la calculul rezistenţei de dispersie a acestor prize orizontale care au o adâncime de îngropare între 0,5 şi 0,9 m se va lua din tabelul 5.15., ψ = 3 rezultând pentru benzile orizontale de legătură ρ = 75 x 3 = 225 Ωm. Detalii pentru electrozii verticali şi respectiv orizontali sunt date în fig.5.90. şi respectiv fig.5.91.

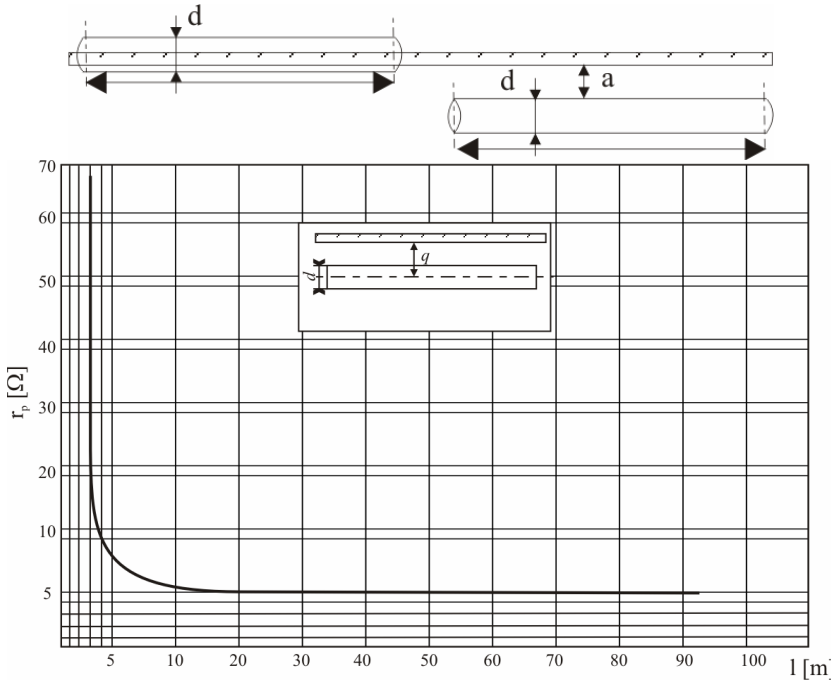
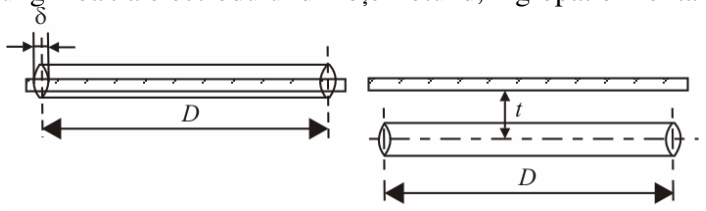


Fig.5.90. Variația rezistenței r_p cu lungimea electrodului din oțel rotund, orizontal
a. Priză simplă orizontală, cu electrod din oțel rotund; b. Valorile rezistenței r_p în funcție de lungimea l a electrodului din oțel rotund, îngropat orizontal.



a b

Fig.5.91. Priză orizontală cu electrod inelar
a - la nivelul suprafeței solului; b - îngropat la adâncimea t de suprafața solului

Tabelul 5.13.

Coeficienții de utilizare η pentru h=0,5 ... 1m

	Coeficienții de utilizare η pentru o adâncime de îngropare de h=0,5…….1 m pentru:	
Lungimea unei bare, în [m]	Priza radială cu trei electrozi	Priza radială cu patru electrozi
3	0,75	0,62
6	0,77	0,65
9	0,70	0,68
12	0,80	0,70
18	0,81	0,71

Tabelul 5.14.

Coeficienții de utilizare η

	Coeficienții de utilizare η pentru o distanță (a) între 2 electrozi paraleli de

Lungimea fiecăreia dintre prizele singulare, în [m]	~ 4m	~ 8m
15 … 30	0,75	0,85
30 … 60	0,70	0,80

Tabelul 5.15.

Coeficienții de variație ψ a rezistivității solului

		Starea solului în momentul măsurării		
Nr. crt.	Adâncimea de îngropare a electrozilor h [m]	Foarte umed	Cu umiditate mijlocie	Uscat
1	$0,3 < h \leq 0,5$ m	6,5	5	3,5
2	$0,5 < h \leq 0,8$ m	3	2	1,5
3	$0,8 < h \leq 4$ m	1,5	1,3	1,1
4	$h > 4$ m	1,2	1,1	1,0

Acelaşi lucru se poate spune şi în cazul verificării rezistenței prizei de pământ. Chiar dacă s-ar intenționa să se măsoare primăvara, nu există siguranța că în momentul măsurării priza prezintă rezistența cea mai mare. Mai rațional este să se stabilească starea de umiditate a solului la măsurare, iar valoarea determinată să se înmulțească cu coeficientul ψ.

$$R_p = R_{p\,măs} \cdot \psi \qquad (5.22.)$$

Se consideră valoarea ψ corespunzătoare electrozilor care au contribuția cea mai mare la determinarea rezistenței de dispersie rezultată a prizei de pământ complexe.

Dacă nu se dispune de rezultatele unor măsurări directe ale rezistivității solului, pentru calcule prealabile în relațiile rezistențelor de dispersie se pot folosi valorile (cu caracter informativ) din tabelul 5.16.

Tabelul 5.16.

Rezistivități ale diferitelor soluri şi ape (valori informative)

		Rezistivitatea în [Ωm]	
Nr. crt.	Natura solului sau apei	Domeniul de variație în funcție de umiditate şi conținutul de săruri	Valori recomandate pentru calcule preliminare
1	Soluție de sare şi ape acide	0,01	0,01
2	Apă de mare	1,0…5,0	3,00
3	Apă de pârâu şi râu	10…50	20,00
4	Apă de iaz sau izvor	40…50	40,00
5	Apă subterană	20…70	50,00
6	Apă de munte (pâraie, râuri, lacuri)	100…1200	700,00
7	Pământ, humă, turbă (foarte umede)	15…20	20,00
8	Cernoziom	10…70	50,00
9	Humă vânătă cu conținut de sulfură de fier	10…20	10,00

10	Pământ arabil	40…60	50,00
11	Pământ argilos, argilă	40…150	70,00
12	Pământ cu pietriş	100…500	200,00
13	Loess, pământ de pădure argilă cu nisip	100…300	200,00
14	Pământ nisipos	150…400	300,00
15	Nisip foarte umed	100…500	400,00
16	Balast cu pământ	500…6000	1000,00
17	Nisip, nisip cu pietriş	1000…2000	1000,00
18	Roci bazaltice	10.000	10.000
19	Stâncă compactă	100.000	100.000
20	Granit, marmură	$10^6 \ldots 10^9$	10^8
21	Sare gemă	10^{11}	10^{11}
22	Mică	$10^{12} \ldots 10^{15}$	10^{15}

5.4.4. DETERMINAREA COEFICIENȚILOR DE ATINGERE ŞI DE PAS

Valorile maxime ale coeficienților de atingere pe suprafața prizei de dirijare se determină cu relația (5.23). Pe suprafața prizei de dirijare, coeficienții de pas nu depăşesc valorile coeficienților de atingere, astfel încât să se poată considera $k_a = k_{pas}$:

$$k_a = \frac{0{,}7}{\frac{1}{2\pi}\left(\ln\frac{L^2}{dt_1} + A\right)} \qquad (5.23.)$$

Coeficientul maxim de pas, în afara prizei şi în imediata apropiere a acesteia se determină folosind relația:

$$k_{pas} = \frac{k_s \,.\, k_i}{\frac{1}{2}\left(\ln\frac{L^2}{dt_1} + A\right)} \qquad (5.24.)$$

$$K_i = 0{,}65 + 0{,}172\, n; \text{ pentru } n \geq 3 \qquad (5.25.)$$

$$k_s = \frac{1}{\pi}\left(\frac{1}{2t_2} + \frac{1}{n+t_2} + \frac{1}{2a} + \frac{1}{3a} + \ldots + \frac{1}{(n-1)a}\right) \qquad (5.26.)$$

$$A = \ln \frac{1}{a^{2(n-3)} \cdot L^2 \left[\left(\frac{n}{2}-1\right)!\right]^2 (n-1)!} \qquad (5.27.)$$

în care: a - reprezintă distanța dintre doi electrozi paraleli (în [m])

l - lungimea unui singur electrod (în [m]); totdeauna se ia lungimea mai mare a dreptunghiului în care se înscrie rețeaua de dirijare

n - numărul de electrozi paraleli

L - lungimea însumată a electrozilor paraleli care alcătuiesc priza orizontală (în [m]), $L = n\, l$

t_1 - adâncimea de îngropare a electrozilor paraleli (în [m])

d - diametrul unui electrod. În cazul electrozilor alcătuiți din bandă $d = b/2$, unde b este lățimea benzii (în [m])

t_2 - adâncimea în îngropare a electrozilor orizontali de pe conturul extrem al prizei de pământ artificiale

Dacă n este număr impar, în locul expresiei $\left(\frac{n}{2}-1\right)$ se consideră $\left(\frac{n+1}{2}-1\right)$.

În cazul în care în afară de electrozii orizontali paraleli, există şi alţi electrozi orizontali care dau prizei forma unei plase (în cazurile reale se adaugă conductoarele de ramificaţie şi prizele naturale), relaţiile 5.23. şi 5.24. devin:

$$k_a = \frac{0{,}7}{\frac{1}{2\pi}\left(\ln\frac{L^2}{dt_1}+2A\right)} \qquad (5.23.')$$

$$k_{pas} = \frac{k_s \,.\, k_i}{\frac{1}{2\pi}\left(\ln\frac{L^2}{dt}+2A\right)} \qquad (5.24.')$$

între electrozii paraleli dispuşi după latura mare *I*.

Pentru cazul staţiilor de tip interior, se poate aplica următoarea metodă de calcul a coeficienţilor de pas la periferia prizei de pământ artificială.

Se asimilează priza de pământ artificială împreună cu clădirea în care se află staţia electrică, cu o priză de pământ în formă de plasă dreptunghiulară aşezată pe suprafaţa solului şi având dimensiunile egale cu ale prizei de pământ artificiale.

Coeficientul de pas în acest caz, poate fi calculat cu relaţia :

$$k_{pas} = 9\frac{\sqrt{S}}{D^2}.l_m \qquad (5.28.)$$

unde: S - este suprafaţa ocupată de priza în formă de plasă (în [m^2])

D - diagonala prizei în formă de plasă (în [m])

l_m - lungimea pasului (în [m]); se consideră l_m = 0,8 m.

Această relaţie corespunde unei adâncimi de îngropare a electrozilor de dirijare t = 0,3 … 0,4 m. Pentru adâncimi de îngropare mai mari se va considera un coeficient de corelaţie K. Astfel, relaţia 5.28. devine:

$$k_{pas} = K \,.\, 7{,}2 \,.\, \frac{\sqrt{S}}{D^2} \qquad (5.28.')$$

unde: K = 1 pentru t = 0,30 …0,40 m

K = 0,7 t = 0,5m

K = 0,5 t = 0,8m

K = 0,4 t = 1m

5.4.5. SECŢIUNILE ŞI GROSIMILE MINIME ALE ELECTROZILOR

Electrozii se execută de regulă din oţel. Se admit şi electrozi din cupru numai când solul este foarte agresiv pentru oţel (pH < 4) şi numai dacă rezultatul este mai economic decât protejarea oţelului în strat de bentonită. Secţiunile şi grosimile electrozilor se determină din condiţiile de stabilitate termică, dar nu mai mici decât cele de mai jos. La instalaţiile electrice de joasă tensiune, din considerente de rezistenţă mecanică şi de rezistenţă la coroziune, secţiunile (*s*), grosimile (*g*) şi diametrele (*d*) minime ale electrozilor şi ale conductoarelor de legătură îngropate în pământ sunt cele indicate în tabelul 5.17.

Tabelul 5.17.

Secțiuni şi grosimi minime de joasă tensiune

	Durata de funcționare			
	mai mică de 10 ani		mai mare de 10 ani	
Tipul electrodului	pH ≥ 6	pH < 6	pH ≥ 6	pH < 6
1	2	3	4	5
Benzi sau alte profile din oțel (cornier T,I etc.) neprotejat	s=100mm^2 g=4mm	nu sunt admise	s=100mm^2 g=6mm	nu sunt admise
1	2	3	4	5
Idem zincat	s=100mm^2 g=4mm	s=100mm^2 g=6mm	s=100mm^2 g=4mm	s=150mm^2 g=6mm
Idem protejat în strat de bentonită	s=100mm^2 g=4mm	s=100mm^2 g=4mm	s=100mm^2 g=4mm	s=100mm^2 g=4mm
Țevi din oțel neprotejat	g=3,5mm	nu sunt admise	g=4,5mm	nu sunt admise
Idem zincate	g=3,5mm	g=3,5mm	g=3,5mm	g=4,5mm
Idem protejat în bentonită	g=3,5mm	g=3,5mm	g=3,5mm	g=3,5mm
Oțel rotund neprotejat	d=11mm	nu sunt admise	d=14mm	nu sunt admise
Idem zincat	d=10mm	d=10mm	d=10mm	d=14mm
Idem protejat în bentonită	d=10mm	d=10mm	d=10mm	d=10mm
Placă din oțel neprotejată	g=3mm	nu sunt admise	g=4mm	nu sunt admise
Idem zincate	g=3mm	g=4mm	g=3mm	g=4mm
Idem protejate în bentonită	g=3mm	g=3mm	g=3mm	g=3mm
Oțel rotund protejat prin înglobare în beton	g=8mm	d=8mm	d=8mm	d=8mm

Pentru instalațiile şi echipamentele electrice de înaltă tensiune, secțiunea minimă a electrozilor din oțel pentru prizele de pământ artificiale este de 150 mm^2, indiferent de modul de protejare a oțelului sau de agresivitatea solului. Fac excepție electrozii protejați prin îngropare în beton pentru care secțiunea minimă este conform tabelului 5.18. în funcție de agresivitatea solului şi de modul de protejare a oțelului împotriva corodării.

Tabelul 5.18.

Grosimi minime la instalațiile de înaltă tensiune

Nr. crt.	Modul de protejare împotriva coroziunii	Felul electrod	Grosimea minimă a electrodului, în mm pentru	
			pH ≥ 6	pH < 6
1.	neprotejate	profil	6,0	nu sunt admise
2.		țeavă	4,5 *)	
3.		placă	4,0	
4.	zincate	profil	4,0	5,0
5.		țeavă	3,5	4,5
6.		placă	3,0	4,0
7.	în strat de bentonită cu grosimea de min.200 cm	profil	4,0	4,0
8.		țeavă	3,5	3,5
9.		placă	3,0	3,0
10.	înglobat în beton	profil	3,0	3,0
11.		oțel rotund	ϕ 8,0	ϕ 8,0

*) În cazul prizelor de pământ destinate unor funcționări până la 10 ani, grosimile pot avea respectiv valorile de 4; 3,5; şi 3,0 mm (ca la nr.crt. 4,5 şi 6 din tabelul 5.18.).

Secțiunea minimă a electrozilor de cupru pentru prizele de pământ artificiale va fi de 25 mm^2, pentru electrozi masivi şi de 35 mm^2, pentru conductoare funie.

5.4.6. EXEMPLU DE CALCUL

Instalație de legare la pământ a unei stații de interconexiune de 220 kV cu 4 linii.

Date inițiale:

- Curentul de scurtcircuit monofazat maxim: I_d = 31,5 k A
- Curentul maxim prin priza de pământ: I_p = 15 kA
- Timpul protecției de bază: t_b = 0,2 s
- Timpul protecției de rezervă: t_r = 2,5 s
- Timpul propriu al întreruptorului t_d = 0,09 s
- Suprafața de teren cu îngrădiri ocupată de stație 100 x 70 m
- Rezistivitatea solului ρ = 100 Ωm

Realizarea prizei de pământ:

Pe un contur situat la 1,5 m față de gard, în interiorul îngrădirii se vor introduce în pământ electrozii verticali.

P = 2 x (97 + 67) = 328 m

Electrozii verticali vor fi confecționați din țeavă de oțel zincat şi vor fi îngropați la o adâncime de 0,8 m, măsurată de la suprafața solului până la capătul superior.

Electrozii se vor dispune uniform pe conturul prizei la distanța de 6 m unul de altul.

Numărul de electrozi verticali va fi:

$N_1 = P/s_1 = 328/6 = 55$ buc.

Legătura dintre electrozii verticali se va face cu un conductor de oțel lat, zincat, a cărui secțiune se va stabili mai jos. Adâncimea de îngropare a conductoarelor de legătură va fi de 0,9 m.

Electrozii verticali împreună cu conductoarele de legătură formează priza de pământ artificială.

În interiorul conturului prizei artificiale de o distanță de 3 m de aceasta şi la o adâncime de 0,5 m se va realiza priza de dirijare a distribuției potențialelor. Această priză va fi alcătuită din conductoarele principale de legare la pământ şi conductoare de ramificație.

Suprafața ocupată de priza de dirijare a distribuției potențialelor trebuie să aibă dimensiunile: 91 x 61 m

Între priza artificială de pământ şi priza de dirijare a distribuției potențialelor (rețeaua conductoarelor principale de legare la pământ) se vor executa opt legături.

Dimensionarea conductoarelor de legare la pământ:

Conductoarele de ramificație se vor confecționa din oțel lat, zincat. Secțiunea necesară este:

$$s \geq \frac{I_m}{j}$$

$$I_m = I_d \cdot \sqrt{t_f}$$

Timpul de întrerupere a curentului de punere la pământ este:

$t_f = t_r = 2{,}5$ s

Densitatea de curent admisibilă pentru oțel timp de 1 s:

$j = 70$ A/mm^2

Rezultă:

$$s \geq \frac{31500 \cdot \sqrt{2.5}}{70} = 712 \text{ mm}^2$$

Se aleg două conductoare din oțel lat, zincat, de 60 x 6 mm^2.

Conductoarele principale de legare la pământ: constituind circuite închise (buclate), curentul se consideră:

$I = (1/2) \cdot I_m$

şi deci secțiunea necesară va fi $a = 360$ mm^2

Se alege un conductor din oțel lat, zincat de 60 x 6 mm^2.

Conductoarele de legătură între electrozii prizei artificiale, au aceleaşi secțiuni ca şi conductoarele principale de legare la pământ, vor fi din oțel zincat de 60 x 6 mm^2.

Determinarea rezistenței la dispersie:

Rezistența unei prize singulare verticale este:

$$r_{pv} = 0.366 \frac{\rho}{l}\left(\lg\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\lg\cdot\frac{4t+l}{4t-l}\right);$$

$$t = \frac{1}{2} + h = \frac{3}{2} + 0{,}8 = 2{,}3 \text{ m (t este o mărime de calcul)}$$

Diametrul exterior al țevilor este de 75 mm:

$$r_{pv} = 0{,}366\frac{100}{3}\left(\lg\frac{6}{0{,}075} + \frac{1}{2}\lg\frac{4\cdot 2{,}3+3}{4\cdot 2{,}3-3}\right);$$

$$r_{pv} = 25\ \Omega$$

Coeficientul de utilizare pentru un număr de 55 electrozi dispuşi la distanţa $a = 2\ l$ între ele, este:

$\eta_v = 0{,}53$

Rezistenţa unei prize cu electrozi verticali va fi:

$$r_{pv} = \frac{r_{pv}}{n\eta_v} = \frac{25}{55\ .\ 0{,}53} = 0{,}9\ \Omega$$

Rezistenţa unei prize orizontale singulare constituite din conductorul de lagăre dintre două prize verticale este:

$$r_{po} = 0{,}366\ .\ \frac{\rho}{l}\ .\ \lg\frac{2\ .\ l^2}{b\ .\ t}$$

Se consideră:

$l = 6$m; t=0,8m; b=0,06m

$$r_{po} = 0{,}366\frac{100}{6}\lg\frac{2\ .\ 6^2}{0{,}06\ .\ 0{,}9} = 19{,}5\ \Omega$$

Coeficientul de utilizare pentru 55 prize orizontale dispuse pe un contur închis, este:

$\eta_0 = 0{,}28$

Rezistenţa echivalentă a prizelor de pământ orizontale va fi:

$$R_{po} = \frac{R_p}{n\ .\ \eta_0} = \frac{19{,}5}{55\ x\ 0{,}28} = 1{,}27\ \Omega$$

Se asimilează priza de pământ pentru dirijarea distribuţiei potenţialelor în zona ocupată de echipamentul electric cu o priză în formă de plasă aşezată pe suprafaţa solului. Rezistenţa de dispersie a acestei prize va fi:

$$R_{pd}.0{,}56.\frac{\rho}{\sqrt{S}} = 0{,}56.\frac{100}{\sqrt{91x61}} = 0{,}75\ \Omega$$

Deoarece sunt 4 linii cu conductoare de protecţie $R_{pc} = r_{pc}/4$; de regulă se consideră $r_{pc} = 2\Omega$ deoarece în medie prizele de la stâlpi au r_p~10Ω, iar rezistenţa conductorului într-o deschidere r_c=0,4Ω (a se vedea relaţia 5.18.)

Rezistenţa echivalentă a instalaţiei de legare la pământ compusă din R_{pv}, R_{po}, R_{pd} şi rezistenţele R_{pc} ale sistemelor constituite din conductoarele de protecţie ale LEA şi prizele de pământ de la stâlpii LEA va fi:

$$\frac{1}{R_p} = \frac{1}{R_{pv}} + \frac{1}{R_{pv}} + \frac{1}{R_{pd}} + \frac{1}{R_{pc}}$$

$$\frac{1}{R_p} = \frac{1}{0{,}9} + \frac{1}{1{,}27} + \frac{1}{0{,}75} + \frac{4}{2} = 5{,}23$$

$R_p = 0{,}192\ \Omega$

Suprafaţa laterală a electrozilor trebuie să îndeplinească condiţia:

$$S \geq I_p\sqrt{\frac{\rho\ .\ t}{\gamma\ .\ \theta}};\ S \geq I_p\sqrt{\rho\ .\ t}\ .\ 10^{-4}\,\mathrm{m}^2$$

pentru cazul de față:

$$S \geq 15\sqrt{2,59} = 24\,\mathrm{m}^2$$

Pentru un calcul acoperitor se consideră numai priza artificială

$S = \eta_v \,.\, S_v + \eta_o \cdot S_o = 0,53\ (3 \cdot \pi \cdot 0,075) \cdot 55 + 0,28\ (6 \text{ x } 0,132) \text{ x } 55$

$S = 55\ (0,328 + 0,221) = 55 \text{ x } 0,605 = 33,3\ \mathrm{m}^2$.

Deci priza de pământ va fi *stabilită termic*.

Determinarea coeficienţilor de atingere şi de pas:

Lungimea unei benzi pe latura mare	$l = 91$ m
Distanța medie între două benzi	$a = 5$ m
Numărul de benzi paralele	$n = 67/5+1=15$
Lungimea însumată a tuturor benzilor orizontale	$L = nl = 15 \text{ x } 91 = 1365$ m
Adâncimea de îngropare	$t = 0,5$ m
Lățimea unei benzi	$b = 0,060$ m

Deci: $d = b/2 = 0,06/2 = 0,03$ m

$$A = \ln \frac{l^{2(n-1)}}{a^{2(n-3)} . L^2 . \left[\left(\frac{n}{2} - 1\right)!\right]^2 . (n-1)!}$$

$$A = \ln \frac{97^{2(15-1)}}{5^{2(15-3)} . 1365^2 . \left[\left(\frac{15}{2} - 1\right)!\right]^2 . (15-1)!} = 32.5$$

$$k_a = \frac{0,7}{\frac{1}{2}\left(\ln \frac{1365^2}{0,03\ .\ 0,5} + 2.32,5\right)} .0,05$$

rezultă tensiunile de atingere şi de pas:

$U_a = U'_{pas} = 0,05 \text{ x } 3000 = 150$ V.

Durata de întrerupere a curentului de punere la pământ la acționarea protecției de bază este:

$t = t_b + t_d = 0,4 + 0,9$; $t < 0,3$ s

Conform tabelului 5.5., în zonele cu circulație redusă cum este considerată incinta stației valorile admise sunt:

$U_a = U_{pas} \leq 200$ V.

Dacă tensiunile de atingere şi de pas în incintă se încadrează în limitele admise de standard.

La marginea prizei rezultă:

$$k_{pas} = \frac{k_s \,.\, k_i}{\frac{1}{2\pi}\left(\ln \frac{L^2}{dt} + 2A\right)}$$

În relația lui k_s se consideră $t_2 = 1$ m, adâncimea de îngropare a ultimei benzi (cea de pe conturul prizelor verticale):

$$k_s = \frac{1}{3,14}\left(\frac{1}{2} + \frac{1}{6} + \frac{1}{10} + \frac{1}{15} + ... + \frac{1}{70}\right)0,356$$

$k_i = 0,65 + 0,172 \cdot 15 = 3,23$

$$k_{pas} = \frac{0,356 \,.\, 3,23 \,.\, 6,28}{\ln \frac{1365^2}{0,03 \,.\, 0,5} + 2 \,.\, 32,5} = 0,082$$

Deci tensiunea de pas maximă la marginea prizei va fi :

$U_{pas} = 0,082$ x 3000 = 246,0 V.

Întrucât tensiunea maximă admisă este de 200 V, va fi necesar ca în zona de la marginea prizei până la gard să fie acoperită cu un strat de piatră spartă sau în zona respectivă să se circule numai cu cizme de cauciuc electroizolant.

Rezultatele finale sunt consemnate într-o formă condensată în tabelul recapitulativ 5.19.

Tabelul 5.19.

TABEL RECAPITULATIV

Nr. crt.	Denumirea mărimilor	Simbol	Unit.de măs.	Valoare	Obs.
1	Curentul de scurtcircuit monofazat maxim	I_d	[kA]	31,5	-
2	Curentul maxim prin priza de pământ	I_p	[kA]	15,0	-
3	Densitatea de curent pentru oțel, timp de 1 s (t_{max} = 200 ^{0}C)	j	[A/mm^2]	70	-
4	Timpul de protecție de bază	t_b	[s]	0,20	-
5	Timpul de protecție de rezervă	t_r	[s]	2,50	-
6	Tensiunea de atingere admisă	U_a	[V]	200	-
7	Tensiunea de pas admisă	U_{pas}	[V]	150	-
8	Secțiunea conductoarelor de ramificație	s	[mm^2]	2X360	-
9	Secțiunea conductoarelor principale	s	[mm^2]	1X360	-
10	Rezistivitatea solului	ρ	[Ωm]	100	-
11	Numărul de electrozi verticali	n_v	bucăți	55	-
12	Lungimea unui electrod vertical	l_v	[m]	3	-
13	Diametrul exterior al electrozilor verticali	d_v	[m]	0,075	-
14	Adâncimea de îngropare a electrozilor verticali	t_v	[m]	2,3	-

15	Lungimea unui electrod orizontal	l_0	[m]	6	-
16	Lungimea medie a unui electrod de dirijare a potențialelor	l	[m]	97	-
17	Distanța medie între electrozii de dirijare a potențialelor	a	[m]	5	-
18	Lățimea electrozilor orizontali	b_o	[m]	0,06	-
19	Numărul de electrozi paraleli pentru dirijarea potențialelor	n	bucăți	15	-
20	Lungimea însumată a tuturor electrozilor orizontali		[m]	1365	-
21	Rezistența de dispersie a unui electrod vertical	r_{pv}	[Ω]	25	-
22	Coeficientul de utilizare a prizelor verticale	η_v	-	0,53	-
23	Rezistența de dispersie a unui electrod orizontal	r_{pp}	[Ω]	19,5	-
Nr. crt.	Denumirea mărimilor	Simbol	Unit.de măs.	Valoare	Obs.
24	Rezistența de dispersie a prizelor verticale	R_{pv}	[Ω]	0,9	-
25	Coeficientul de utilizare a prizelor orizontale	η_o	-	0,28	-
26	Rezistența de dispersie a prizelor orizontale	R_{po}	[Ω]	1,27	-
27	Rezistența sistemului constituit din conductoarele de protecție a LEA și prizelor stâlpilor	R_{po}	[Ω]	0,5	-
28	Rezistența de dispersie a prizei de dirijare a potențialelor	R_d	[Ω]	0,75	-
29	Rezistența de dispersie a instalației de legare la pământ	R_p	[Ω]	0,2	-
30	Tensiunea prizei de pământ	U_p	[V]	3000	-
31	Produsul $K_s \cdot K_i$	k	-	1,64	-
32	Mărimea A		-	32,5	-
33	Coeficientul de atingere și de pas în incintă	k_a	-	0,05	-
34	Coeficientul de pas la marginea prizei	k_{pas}	-	0,082	-
35	Tensiunea de atingere și tensiunea de pas pe conturul prizei	U_a U_{pas}	[V] [V]	150 150	- -
36	Tensiunea de pas la marginea prizei	U'_{pas}	[V]	246	-
37	Coeficientul de amplasament	α	-	2	-
38	Tensiunea de pas la marginea prizei	U_{pas}	[V]	123	-

6. REȚELE ELECTRICE

6.1. ELEMENTE COMPONENTE A LINIILOR ELECTRICE

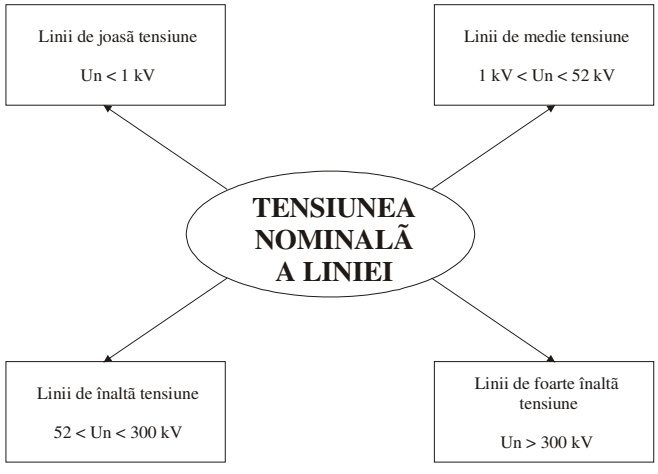
6.1.1. GENERALITĂȚI

Definiții

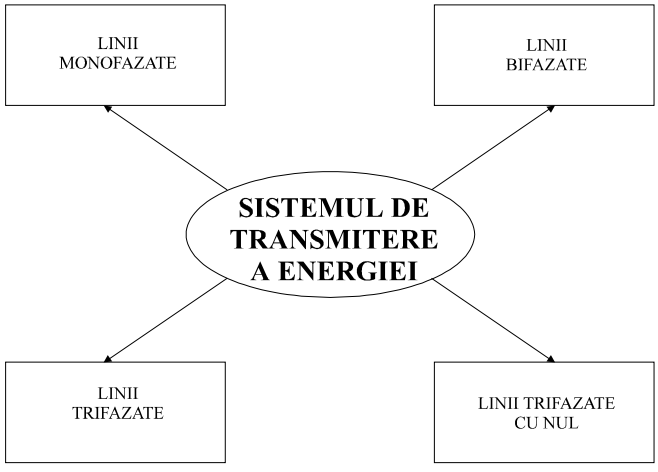
- Linia electrică aeriană (LEA) este o instalație montată în aer liber, compusă din conductoare, izolatoare, cleme, armături, stâlpi, fundații şi instalații de legare la pământ, care serveşte la transportul sau distribuția energiei electrice.
- Linia electrică subterană (LES) este linia montată fie direct în sol, fie în canale sau tuneluri.
- Coronamentul LEA reprezintă partea superioară a stâlpului, care asigură dispoziția spațială a conductoarelor
- Instalația de legare la pământ este ansamblul de conductoare, electrozi şi alte piese, prin care se realizează legătura la pământ a unor elemente ale LEA, care în mod normal nu sunt sub tensiune, dar care pot ajunge accidental sub tensiune.
- Rețeaua electrică este un ansamblu de linii şi stații conectate între ele, eventual interconectate cu alte rețele.
- Linie derivație este o linie electrică de importanță secundară, racordată cu un singur capăt la o altă linie.
- Linia radială este linia electrică alimentată la o singură extremitate
- Rețea radială este rețeaua electrică compusă din linii radiale racordate la aceeaşi sursă.
- Rețea buclată este rețeaua electrică compusă din bucle, toate sau o parte a acestora fiind conectate la surse de alimentare diferite.

Clasificarea liniilor electrice

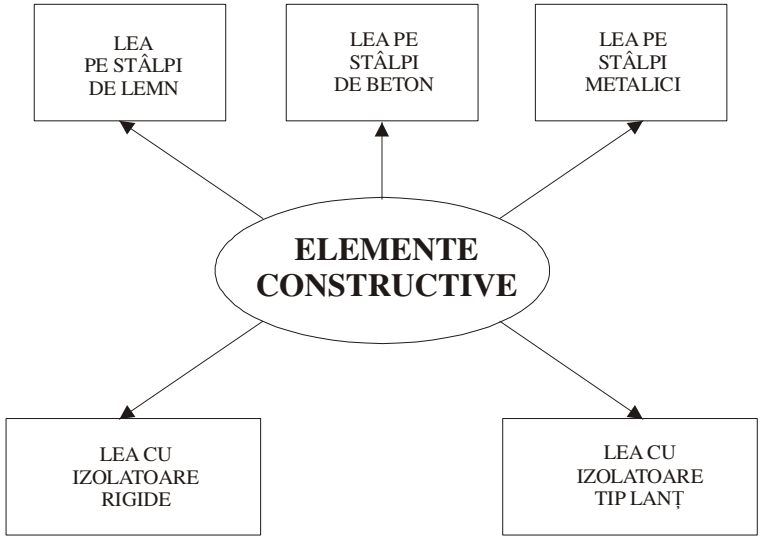
- După tensiunea nominală a liniei



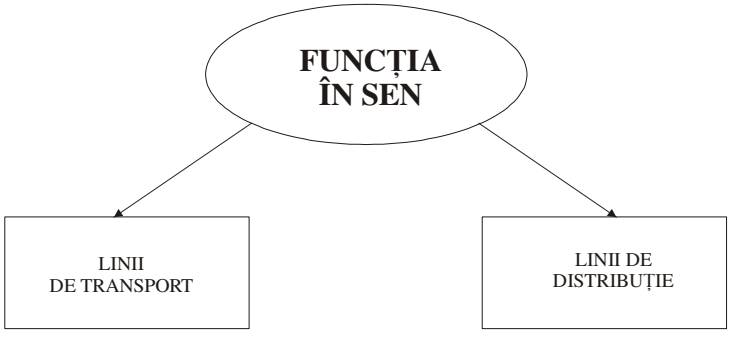
- După sistemul de transmisie a energiei



- După elementele constructive



- După funcțiunea lor în cadrul sistemelor energetice



6.1.2. LINII ELECTRICE AERIENE

Conductoare

Din punct de vedere al funcției pe care o îndeplinesc, conductoarele LEA se clasifică în:

- conductoare active
- conductoare de protecție

Conductoarele active servesc la transportul energiei electrice şi sunt neizolate.

Conductoarele de protecție sau fire de gardă, au rolul de a proteja linia împotriva supratensiunilor atmosferice, a reduce perturbațiile radiofonice şi a micşora tensiunile de atingere şi de pas.

Solicitările la care sunt supuse conductoarele LEA sunt:

- tensiunea şi curentul transportat
- condițiile meteorologice
  - ♦ vânt
  - ♦ chiciură
  - ♦ variații de temperatură
- poluarea mediului

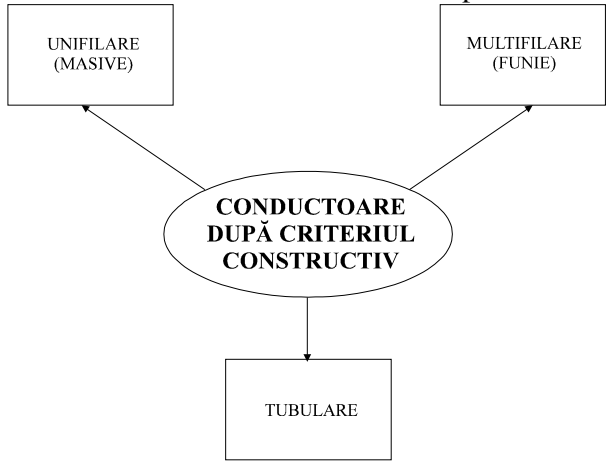
Aceste solicitări impun materialelor din care se confecționează conductoarele, următoarele calități:

- rezistivitate cît mai mică
  ρ [Ω mm^2/m]
- rezistență la rupere cât mai mare
  σ_r [daN/mm^2]
- greutate specifică mică
  γ [daN/cm^3]

Aceste calități au determinat utilizarea în construcția conductoarelor a următoarelor metale:

- cupru şi aliaje de cupru (bronz)
- aluminiu şi aliaje de aluminiu
- oțel

Din punct de vedere constructiv conductoarele LEA pot fi:



Cea mai largă utilizare o au conductoarele funie din unul sau două metale.

La liniile electrice aeriene de înaltă şi foarte înaltă tensiune se folosesc, în general, conductoare active din două materiale (OL-AL). Firele de oțel care formează inima conductorului de OL-AL preiau eforturile mecanice, iar cele de aluminiu, formând straturile exterioare, sunt parcurse de curentul electric, acestea având o rezistivitate mult mai mică.

În zone puternic poluate sau la traversări importante se utilizează conductoare din bronz.

Conductoarele de oţel se utilizează în construcţia LEA drept conductoare de protecţie.

Deşi cuprul prezintă calităţi deosebite (rezistivitate scăzută, rezistenţă mecanică relativ ridicată) nu este folosit decât în măsură foarte mică la construcţia LEA, având un cost ridicat.

Pentru prevenirea şi reducerea descărcării corona la liniile de 220-400 kV, una din soluţii o constituie utilizarea de conductoare tubulare.

Având un cost ridicat, şi datorită problemelor de montaj şi exploatare, conductoarele tubulare nu sunt utilizate în ţara noastră. Soluţia adoptată la noi este utilizarea conductoarelor fasciculate (jumelate), soluţie care constă în montarea pe fiecare fază a 2,3,4 sau mai multe conductoare identice.

Liniile electrice de medie tensiune se construiesc cu conductoare funie monometalice (AL) sau bimetalice (OL-AL).

Pentru linii de joasă tensiune se utilizează conductoare torsadate, formate din unul sau mai multe conductoare din aluminiu izolate în PVC, răsucite în jurul unui conductor din OL-AL de asemenea izolat cu PVC.

Izolatoare

A. DEFINIŢII

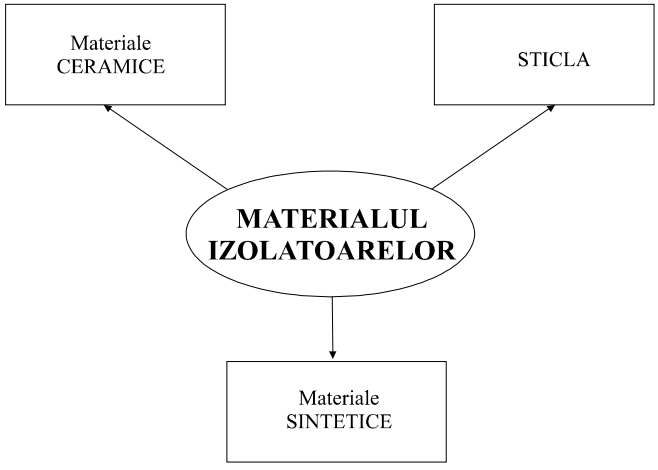
- Izolatoarele sunt elemente componente ale LEA, constituite dintr-un corp izolant solid, cu sau fără armături metalice, cu ajutorul cărora se realizează atât izolarea conductoarelor sub tensiune, cât şi fixarea lor [1-6].
- Conturnarea este o descărcare exterioară izolatorului, producându-se între părţile ce sunt supuse în mod obişnuit la o diferenţă de tensiune.
- Străpungerea este o descărcare prin corpul solid al izolatorului.
- Linia de fugă este distanţa cea mai mică pe suprafaţa izolatorului între părţile metalice aflate la potenţiale electrice diferite. În cazul izolatoarelor compuse din mai multe elemente, se consideră suma liniilor de fugă a elementelor componente.
- Linia de fugă specifică este raportul între lungimea liniei de fugă a unui izolator exprimată în cm şi tensiunea maximă de serviciu între faze exprimate în kV.
- Tensiunea de conturnare la frecvenţă industrială (50 Hz) în stare uscată sau sub ploaie este media aritmetică a valorilor tensiunilor ce produc conturnarea izolaţiei în timpul încercării de conturnare.
- Tensiunea de ţinere la impuls în stare uscată este tensiunea maximă de impuls prescrisă, care aplicată pe izolaţie nu produce nici conturnare, nici străpungere.
- Tensiunea de străpungere a unui izolator este tensiunea ce produce străpungerea lui.

B. CLASIFICĂRI

Izolatoarele liniilor electrice aeriene se clasifică după următoarele criterii:

- Criteriul materialului din care se confecţionează

Porţelanul este un material ceramic cu rezistenţă dielectrică bună şi rezistenţă mecanică mare la compresiune şi relativ redusă la întindere şi încovoiere. Izolatoarele din porţelan se acoperă cu o glazură sticloasă (smalţ) care asigură culoarea izolatoarelor, o suprafaţă netedă, îngreunând murdărirea lor, reduce higroscopicitatea şi probabilitatea apariţiei fisurilor. Glazura poate fi albă sau colorată.

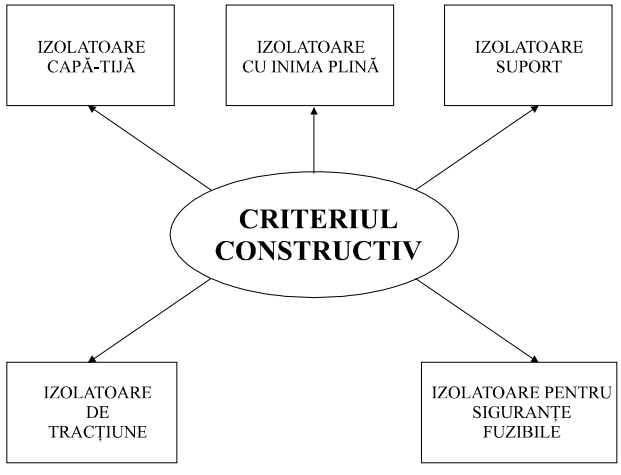


Sticla - are calităţi dielectrice bune, dar este un material fragil cu rezistenţă scăzută la eforturi mecanice şi termice, dezavantaje reduse parţial prin utilizarea sticlei călite.

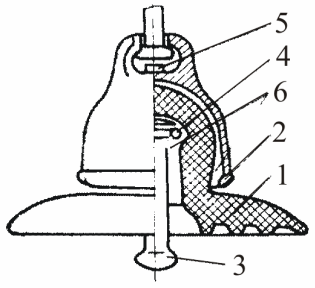
Materiale sintetice - dintre materialele sintetice utilizate în construcţia izolatoarelor este de menţionat cauciucul siliconic care prezintă avantaje importante faţă de izolatoarele din porţelan sau sticlă:

- greutate mică (1/10 din porţelan)
- caracteristici electrice şi mecanice superioare
- siguranţă în funcţionare
- mentenanţa facilă
- rezistenţă la condiţii de mediu poluate

- Criteriul constructiv



Izolatoarele capă-tijă au corpul izolant sub forma unui singur taler, având la partea superioară o capă de tip nucă, iar la partea inferioară o tijă cu rotulă. (Fig. 6.1.)



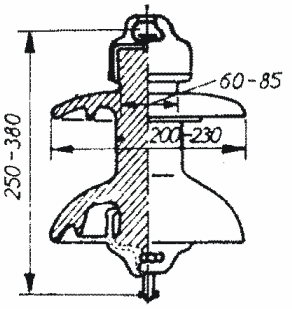


Fig. 6.1. Izolatoare capă-tijă de suspensie **Fig. 6.2. Izolatoare cu inimă plină**

Izolatoarele cu inimă plină au corpul izolant masiv, cu mai multe aripioare iar la capete armături metalice. (Fig. 6.2.)

Izolatoare suport se montează rigid pe stâlp, având un corp izolant cu una sau mai multe aripioare. Fixarea izolatoarelor suport pe stâlp se face cu ajutorul unor armături sau suporți metalici. (Fig. 6.3.)

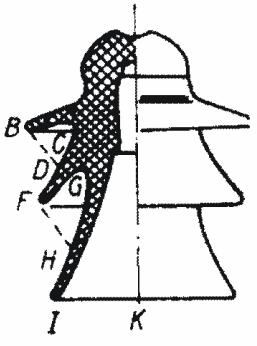


Fig. 6.3. Izolator suport

Izolatorul suport este supus în principal la eforturi de încovoiere şi compresiune.

Izolatoare de tracțiune sunt izolatoare suport de joasă tensiune la care conductorul se fixează prin înfăşurare în jurul corpului izolant sub formă de cilindru cu un gol în interior, având două sau mai multe aripioare. (Fig. 6.4.)

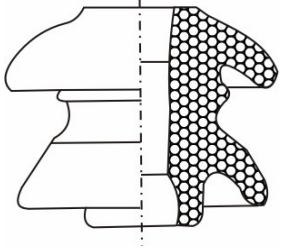
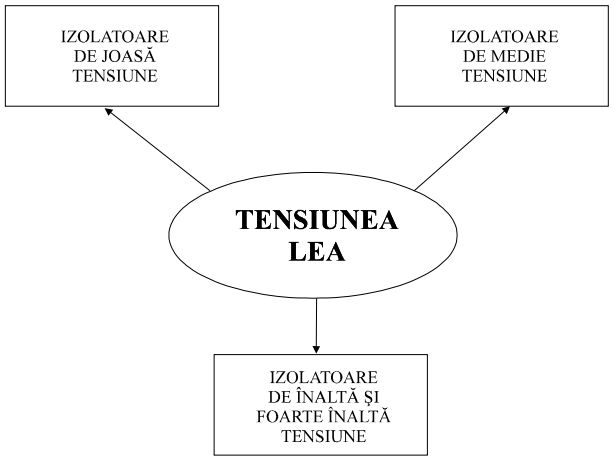


Fig. 6.4. Izolator de tracțiune

Izolatoare pentru siguranțe fuzibile (utilizate numai la LEA j.t.) sunt destinate montării siguranței fuzibile pentru racorduri şi branşamente.

- Criteriul Tensiunii LEA

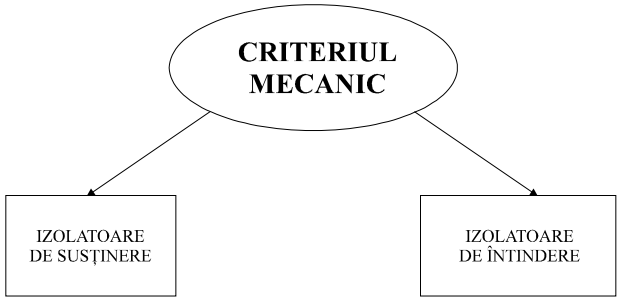


- Criteriul electric

Izolatoarele la care distanța disruptivă prin corpul izolant solid este cel puțin egală cu jumătatea distanței disruptive exterioare nu se străpung.

Izolatoarele la care distanța disruptivă prin corpul izolant solid este mai mică decât jumătatea distanței disruptive exterioare (în aer) se străpung.

- Criteriul mecanic



Izolatoarele de susținere preiau greutatea conductoarelor, a chiciurii şi sarcinile provenind din acțiunea vântului pe conductoare şi izolatoare şi pot fi: izolatoare cu capă, izolatoare cu inimă plină şi izolatoare tijă. (Fig. 6.5.)

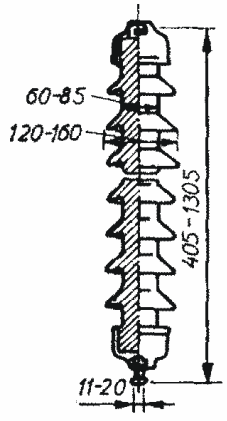


Fig. 6.5. Izolator tijă

Izolatoarele de întindere preiau în plus şi eforturile din conductoare.

C. EXEMPLE DE IZOLATOARE

- Izolator ISNs cu suport drept. (Fig. 6.6.)
- Izolator suport tip Δ (Delta) - 35 kV (Fig. 6.7.)

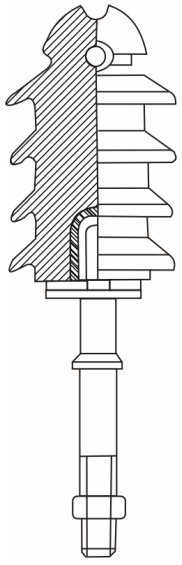


Fig. 6.6. Izolator IsNs 20 cu suport drept

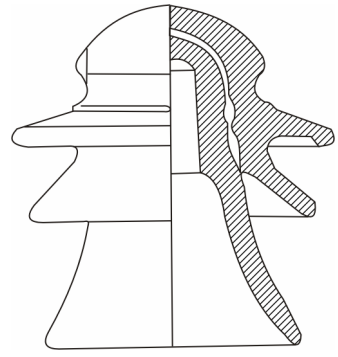


Fig. 6.7. Izolator suport Delta 35kV

- Izolator de suspensie Itfs tip tijă 20 kV (Fig. 6.8.)
- Izolator de suspensie tip VKLS şi VKLF (Fig. 6.9.)

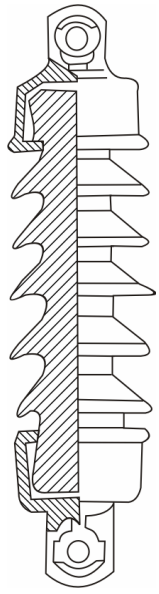


Fig. 6.8. Izolator de suspensie tip tijă 20kV

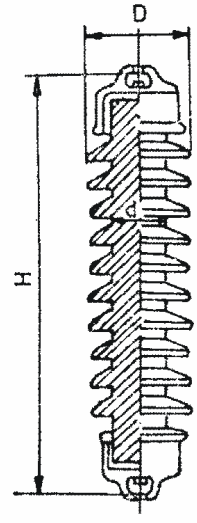


Fig. 6.9. Izolator de suspensie cu linie lungă de fugă (VKLS şi VKLF)

- Izolator din cauciuc siliconic (Fig. 6.10.)

Fig. 6.10. Izolator din cauciuc siliconic

D. LANȚURI DE IZOLATOARE

Pentru înaltă şi foarte înaltă tensiune şi parțial pentru medie tensiune se utilizează lanțuri din mai multe elemente izolatoare ce pot fi de tip tijă sau tip capă tijă.

În afară de elementele izolante, lanțurile de izolatoare comportă cleme şi armături utilizate la realizarea legăturii cu stâlpii liniei şi cu conductoarele.

Lanțurile de izolatoare pot fi:

- de susținere
- de întindere

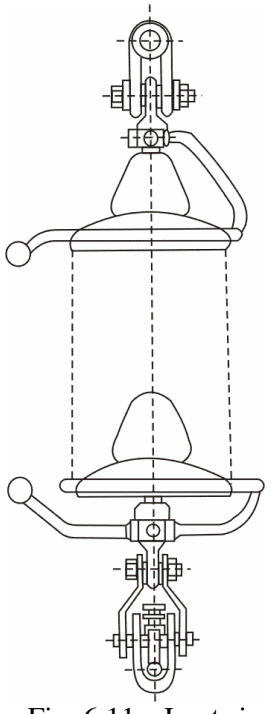


Fig. 6.11a. Lanț simplu de susținere

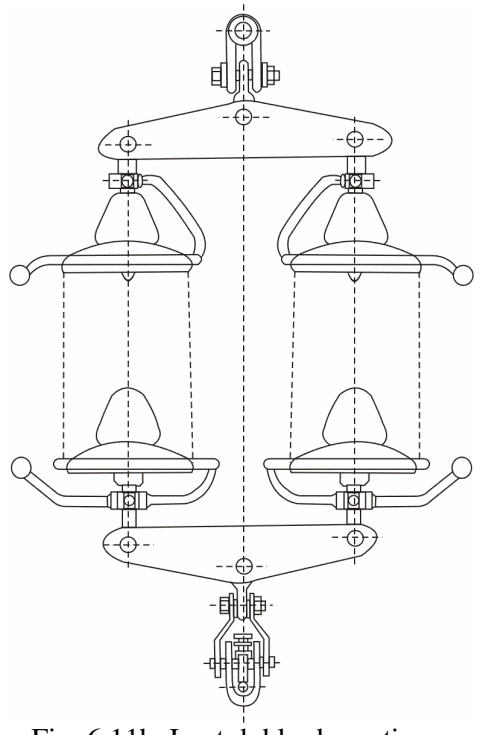


Fig. 6.11b. Lanț dublu de susținere

În fig. 6.11. sunt arătate lanțuri de izolatoare de susținere simple şi duble.

În fig. 6.12. lanțuri de întindere simple şi duble.

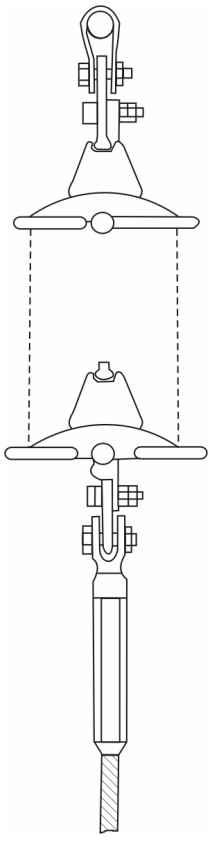


Fig. 6.12a. Lanț simplu de întindere

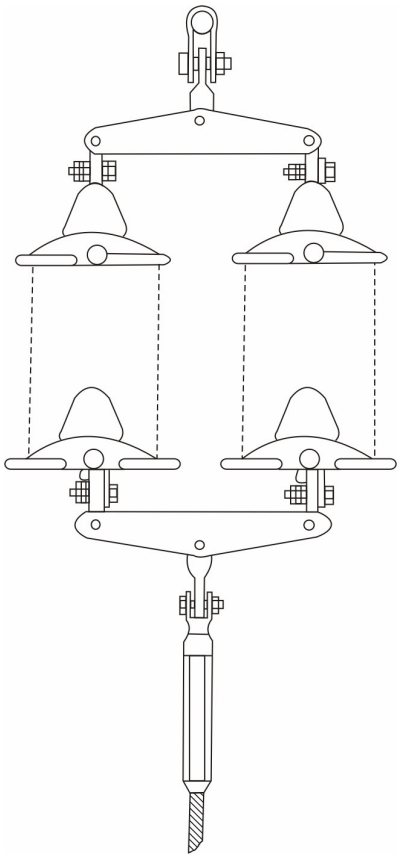


Fig. 6.12b. Lanț dublu de întindere

Cleme şi armături

A. GENERALITĂȚI

CLEMELE sunt piese care sunt în contact direct cu conductoarele şi asigură legătura electrică şi/sau mecanică între conductoare sau între acestea şi izolatoare.

ARMĂTURILE sunt piese sau dispozitive de legătură intermediare între izolatoare şi consolele stâlpilor sau între cleme şi izolatoare.

Clemele şi armăturile se dimensionează astfel încât să reziste la sarcinile mecanice transmise de conductoare, sarcini statice sau dinamice.

Din punct de vedere electric clemele de legătură electrică trebuie să asigure o bună conductanță electrică, în caz contrar, orice contact imperfect conducând la încălzirea, topirea şi ruperea conductorului.

Clemele şi armăturile vor avea muchii rotunjite pentru evitarea descărcărilor şi pierderilor prin efectul CORONA.

Protecția clemelor şi armăturilor se realizează prin zincare la cald.

B. PRINCIPALELE TIPURI DE CLEME UTILIZATE ÎN CONSTRUCȚIA LEA SUNT URMĂTOARELE:

B.1. Cleme pentru fixarea conductoarelor de izolatoare

- cleme de susținere fixe
- cleme de susținere oscilante fără declanşare, fig.6.13a.
- cleme de susținere oscilante cu declanşare şi rolă de alunecare a conductorului, fig. 6.13b.
- cleme de tracțiune cu pană, cu bride sau con, fig. 6.14.

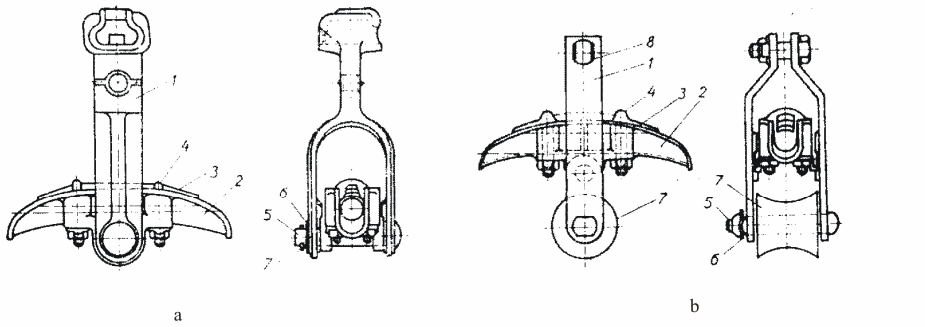


Fig. 6.13. Cleme de susținere oscilante: a. fără declanşare; b. cu declanşare şi rolă de alunecare
1-suportul clemei, 2-patul clemei, 3-piesă de strângere, 4-bride, 5-bolț, 6-cui spintecat, 7-rolă de alunecare, 8-şurub special cu piuliță şi o siguranță

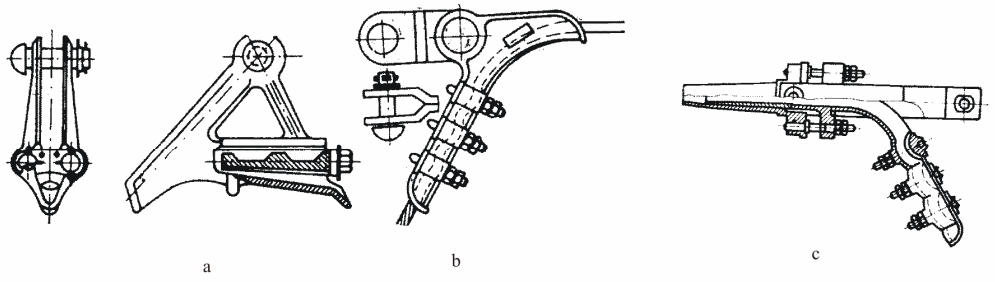


Fig. 6.14. Cleme de întindere: a. cu pană; b. cu bridă; c. cu con

B.2. Cleme pentru fixarea pe stâlpi a conductoarelor de protecție

- cleme cu două şi patru capace pentru stâlpii de susținere (fig. 15a, b)
- cleme cu role sau cu pană pentru stâlpii de colț şi întindere (fig. 15c)

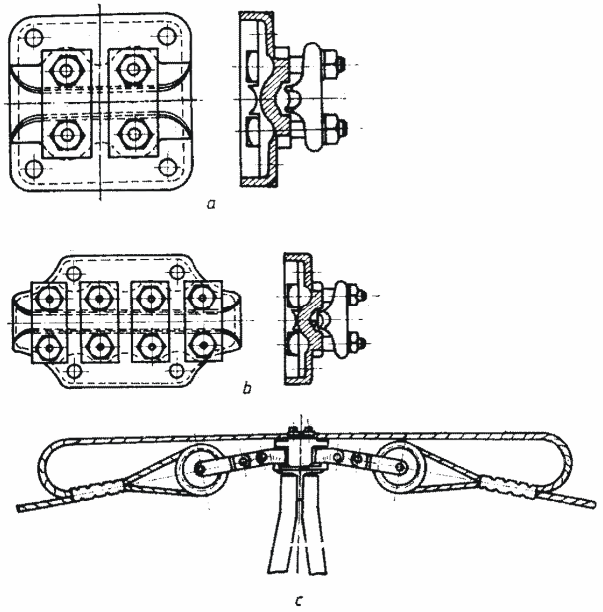


Fig. 6.15. Cleme pentru fixarea conductoarelor de protecție: a. de susținere cu două capace; b. de întindere cu patru capace; c. de întindere cu role

B.3. Cleme de legătură a conductoarelor:

- cleme de presare prin laminare
- cleme cu buloane sau nituri (fig. 6.16.)
- cleme cu plăci de contact
- cleme prin presare (clemă cu crestături) (fig. 6.17.)
- cleme "CUPAL" pentru legătura conductoarelor de cupru cu cele de aluminiu

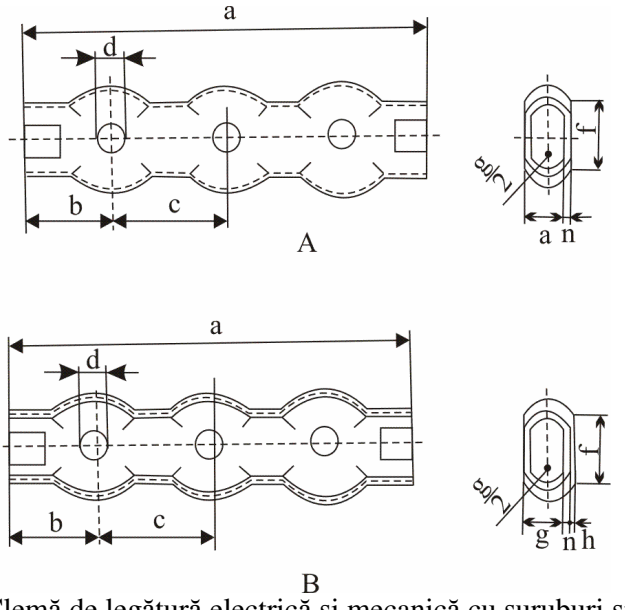


Fig. 6.16. Clemă de legătură electrică şi mecanică cu şuruburi şi cu nituri
A. dintr-o bucată; B. din două bucăți

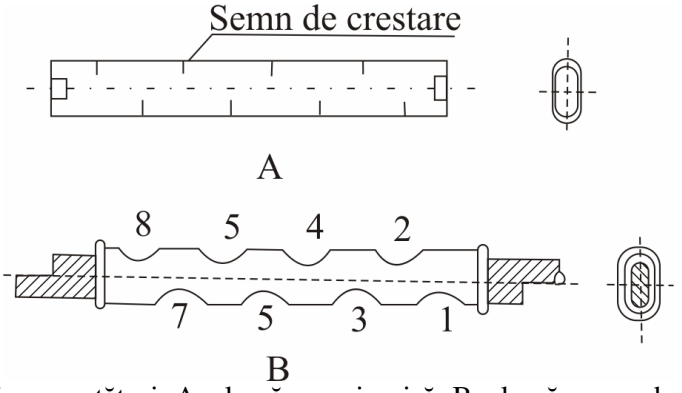


Fig. 6.17. Clemă cu crestături: A. clemă propriu-zisă; B. clemă cu conductoarele înnădite

C. Principalele tipuri de armături utilizate în construcția LEA sunt următoarele:

C.1. Armături pentru fixarea izolatoarelor

- cârlige de suspendare a lanțurilor de izolatoare de console (fig. 6.18a,b)
- ochiuri simple şi duble de prindere a lanțului de izolatoare de cârligul consolei (fig. 6.19a,b)
- nucile cu ochi drept sau răsucit (fig. 6.20a,b)
- jugurile pentru lanțuri de izolatoare (fig. 6.21a,b)

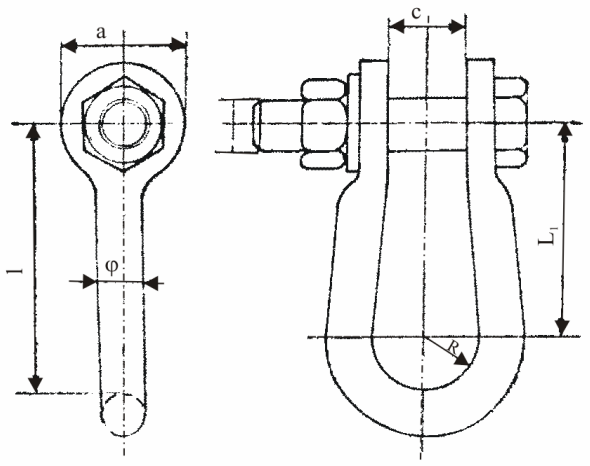


Fig. 6.18a. Cârlig scoabă tip CS

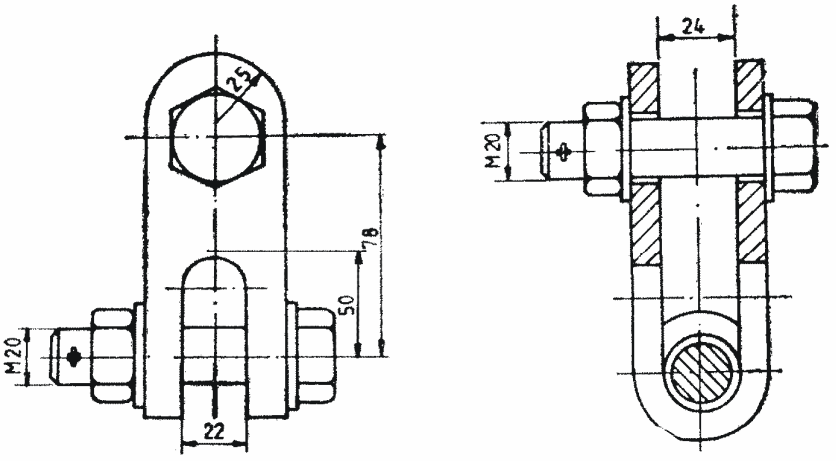


Fig. 6.18b. Cârlig de susținere din platbandă tip CSp-4A

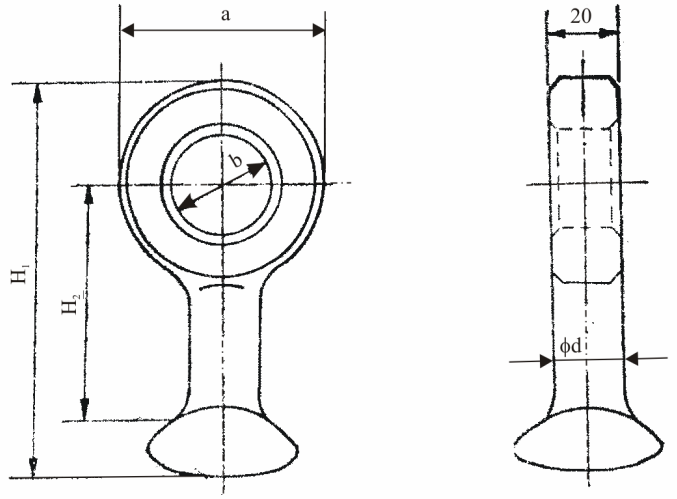


Fig. 6.19a. Ochi de suspensie simplu tip OSs

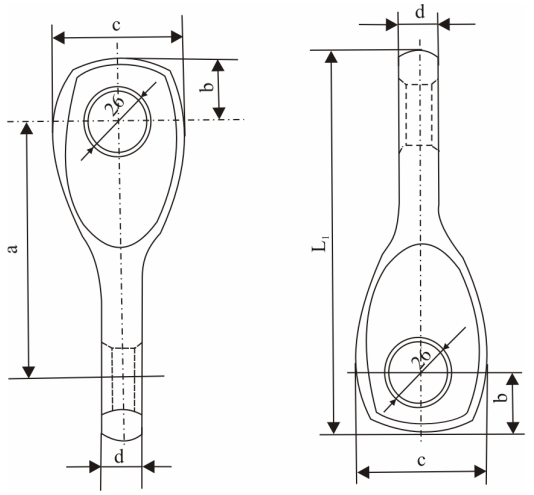


Fig. 6.19b. Ochi dublu răsucit tip Od

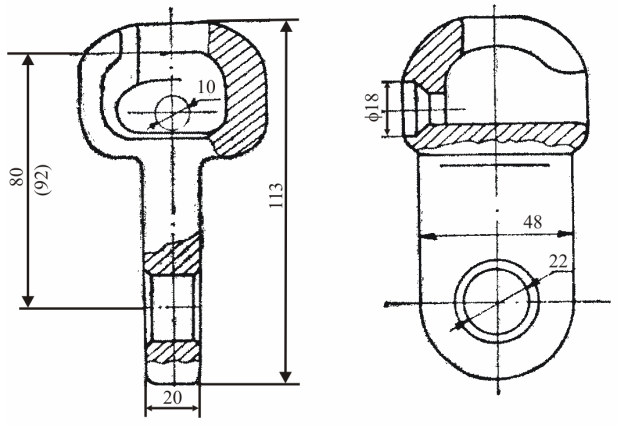


Fig. 6.20a. Nucă scurtă cu ochi drept NSs-16 şi NSs-20

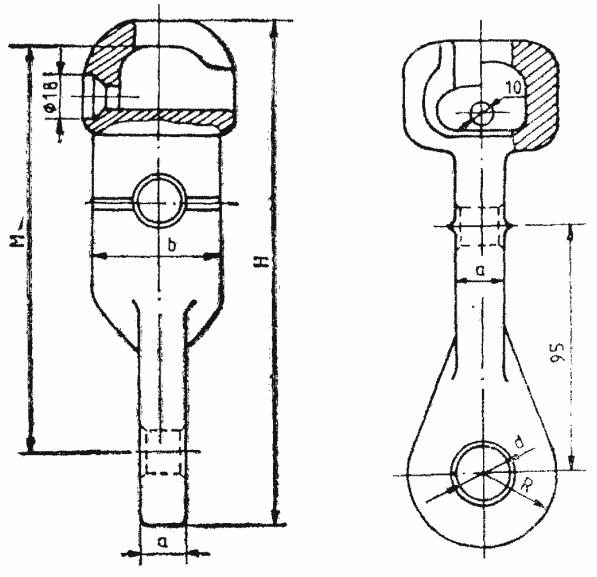


Fig. 6.20b. Nucă cu ochi răsucit tip NORV

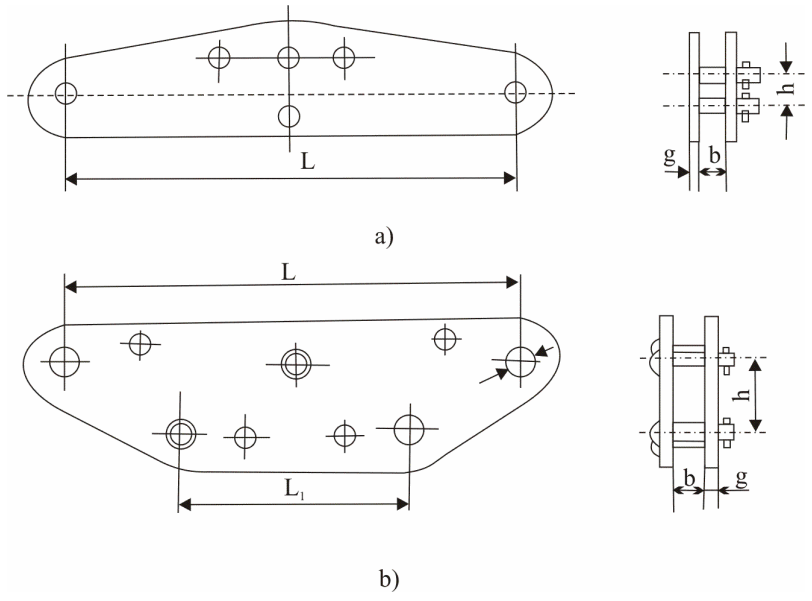


Fig. 6.21. Juguri ale lanțurilor de izolatoare
a. Jug simplu tip Js
b. Jug dublu tip Jd

C.2. Armături pentru protecția izolatoarelor împotriva arcului electric:

- coarne simple sau în cruce (la 110 kV) (Fig. 6.22.)
- inele incomplete sau complete (peste 220 kV) (Fig. 6.23.)

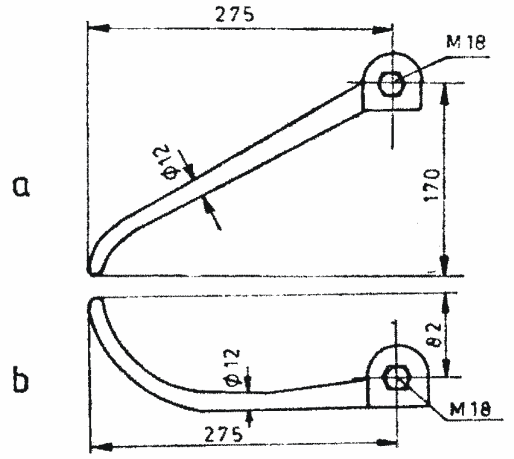


Fig. 6.22. Corn simplu de protecție tip CS: a. superior CSs-1; b. inferior CSi-1

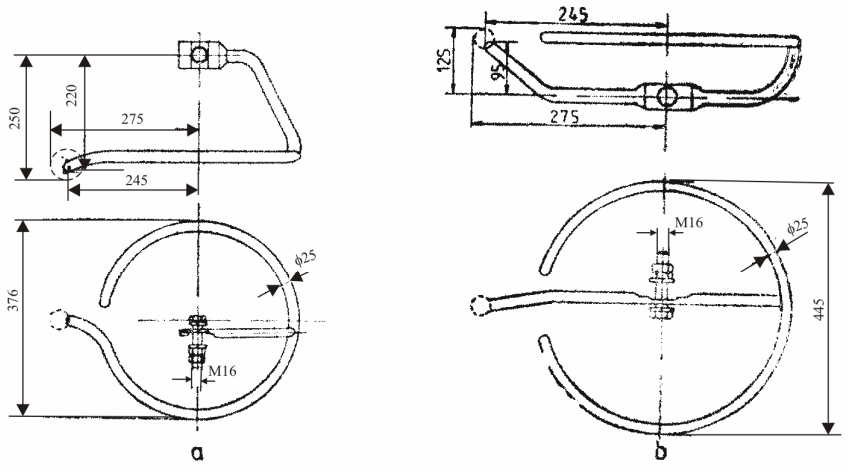


Fig. 6.23. Inele de protecție: a. incomplete; b. complete

C.3. Armături antivibratoare pentru conductoare, distanțoare

- amortizor cu greutăți (Fig. 6.24.)
- distanțoare oscilante (Fig. 6.25a.)
- distanțoare cu tijă rigidă (Fig. 6.25.b)

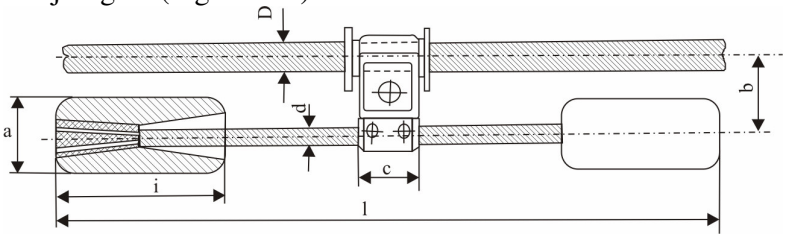


Fig. 6.24. Amortizor de vibrații tip AVb

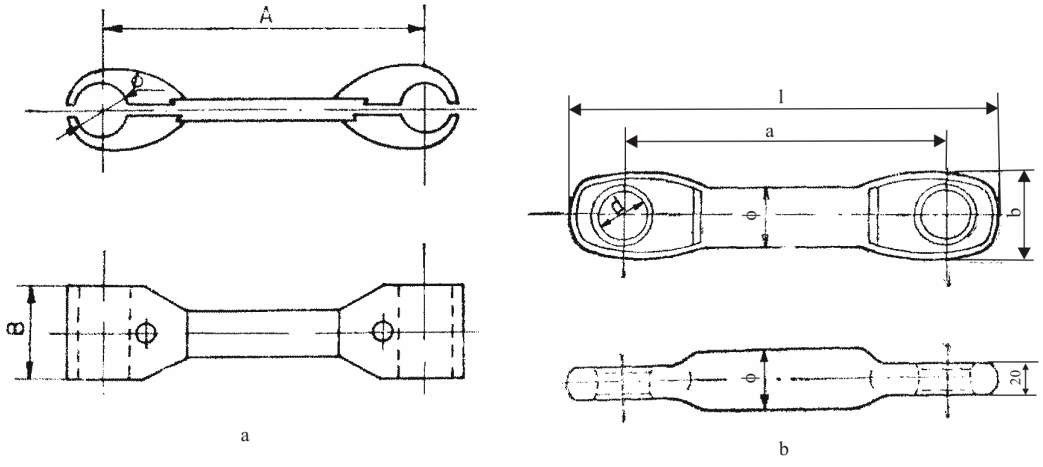


Fig. 6.25. Piese de distanțare: a. distanțier oscilant pentru 2 conductoare tip DO-2; b. piesă de distanțare cu tijă rigidă

Stâlpi

A. GENERALITĂȚI

Stâlpii liniilor electrice aeriene au rolul de a susține conductoarele deasupra solului şi la distanțele prescrise între ele prin intermediul izolatoarelor, clemelor şi armăturilor.
Elementele componente ale stâlpilor sunt: (Fig.6.26.)

- coronamentul
- corpul stâlpului
- fundația

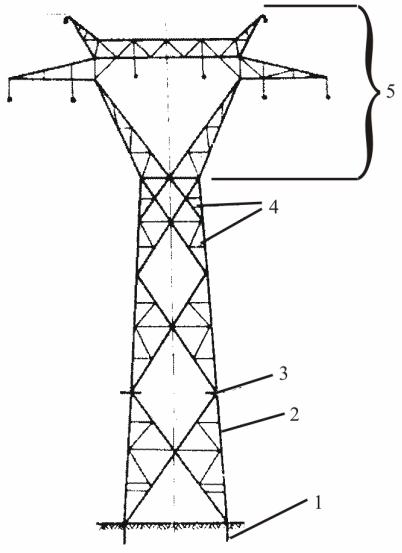
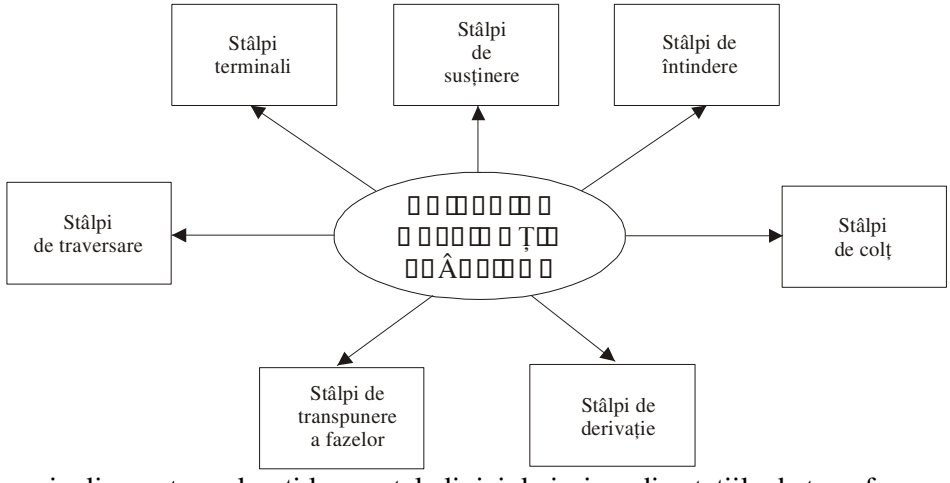


Fig. 6.26. Stâlp metalic cu zăbrele
1-picior de fundație; 2-montanți; 3-contravântuiri; 4-sistem de diagonale; 5-coronament

B. CLASIFICĂRI

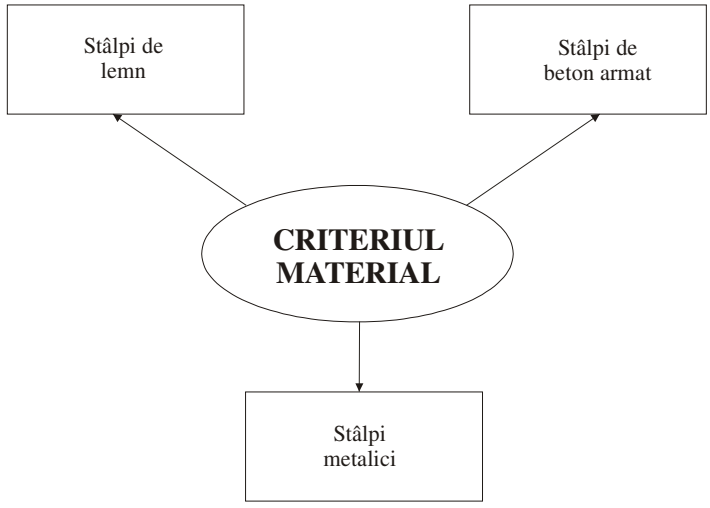
B1. După destinația lor:



Stâlpii terminali - sunt amplasați la capetele liniei, la ieşirea din stațiile de transformare.

Sunt solicitati de forţe de întindere ale conductoarelor, unidirecţional.
Stâlpii de susţinere - preiau eforturile determinate de forţe verticale (greutate conductor, izolatoare, chiciură) şi de cele orizontale datorate acţiunii vîntului.
Stâlpii de întindere - se montează pe aliniamentele liniei la distanţe de 2 - 10 km, distanţa dintre doi stâlpi de întindere numindu-se panou de întindere.
Stâlpii de colţ sunt amplasaţi în locurile unde aliniamentul liniei se schimbă şi sunt solicitaţi de forţele cu care sunt întinse conductoarele în cele două aliniamente.
Stâlpii de traversare - se utilizează la traversări de căi ferate, şosele, râuri, linii Tc.
Stâlpii de transpunere a fazelor - se folosesc pentru rotirea conductoarelor de fază în scopul uniformizării inductivităţii şi capacităţii LEA trifazate.
Stâlpii de derivaţie - permit realizarea unei derivaţii din linie.

B2. După materialul din care sunt realizaţi:



Stâlpii de lemn - au fost utilizaţi în construcţia LEA de j.t., m.t.
Stâlpii de beton armat - sunt utilizaţi în construcţia LEA de j.t. şi medie tensiune.
După tehnologia lor de fabricaţie deosebim:
- stâlpi din beton armat centrifugat, de secţiune circulară (Fig. 6.27.)
- stâlpi de beton armat vibrat (Fig. 6.28.)
- stâlpi de beton precomprimat, la execuţia lor utilizându-se tensionarea armăturii înainte de turnarea betonului şi relaxarea ei după precomprimare.
Stâlpii metalici - se utilizează la construcţia LEA de înaltă şi foarte înaltă tensiune.
Sunt construiţi cu zăbrele din profile laminate din oţel.
Protecţia stâlpilor metalici împotriva ruginii se face prin vopsire sau zincare.
Stâlpii metalici din punct de vedere constructiv pot fi:

- sudaţi sau sudaţi bulonaţi - la care tronsoanele sunt formate prin sudarea în fabrică a bornelor şi elementelor componente, asamblarea lor făcându-se prin buloane la locul de montaj.
- bulonaţi - la care toate elementele componente se asamblează prin buloane direct pe amplasamentul stâlpilor.

Exemple de stâlpi metalici sunt indicate în fig.6.30. şi fig. 6.31.

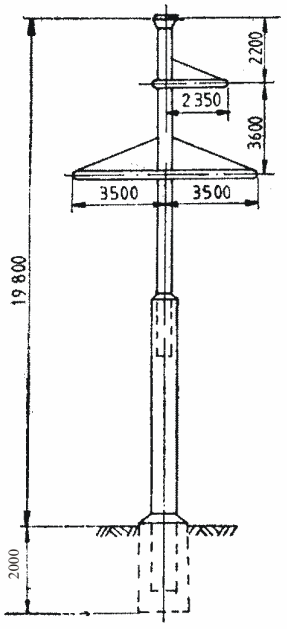


Fig. 6.27. Stâlp de beton armat centrifugat pentru LEA 110kV tip SC1185 pentru susținere simplu circuit

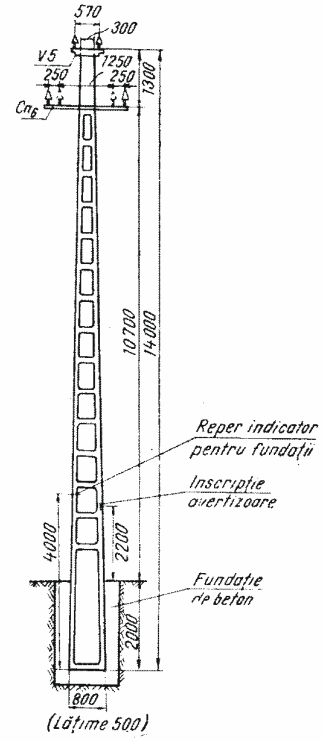


Fig. 6.28. Stâlp de colț

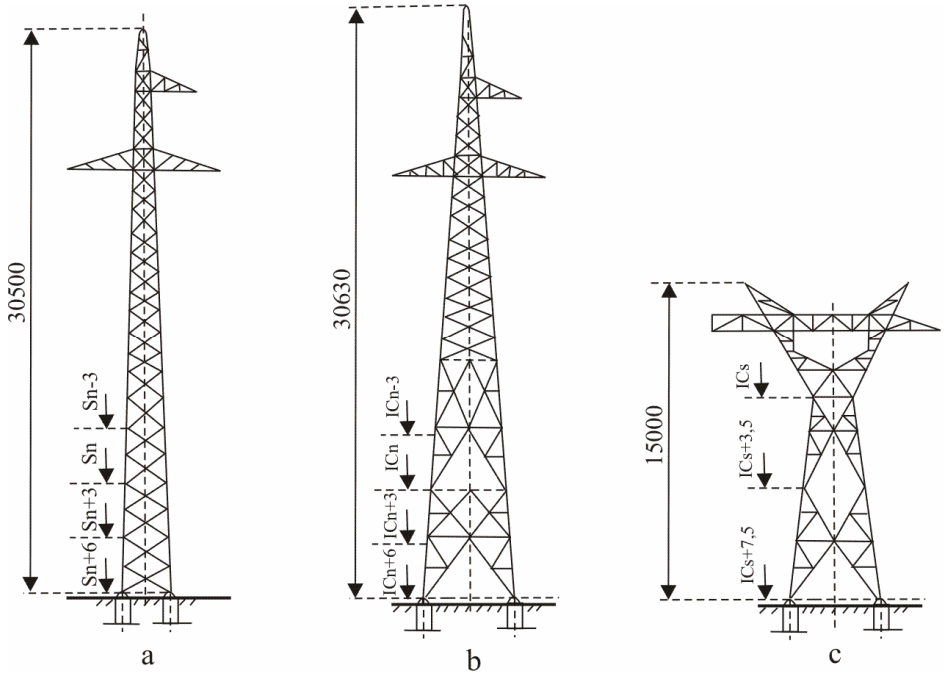


Fig. 6.29. Stâlpi LEA 110kV simplu circuit

a. stâlp de susținere normal tip Sn 110.102; b. stâlp de întindere şi colț tip ICn 110.113; c. stâlp de întindere şi colț de subtraversare tip ICs 110.143

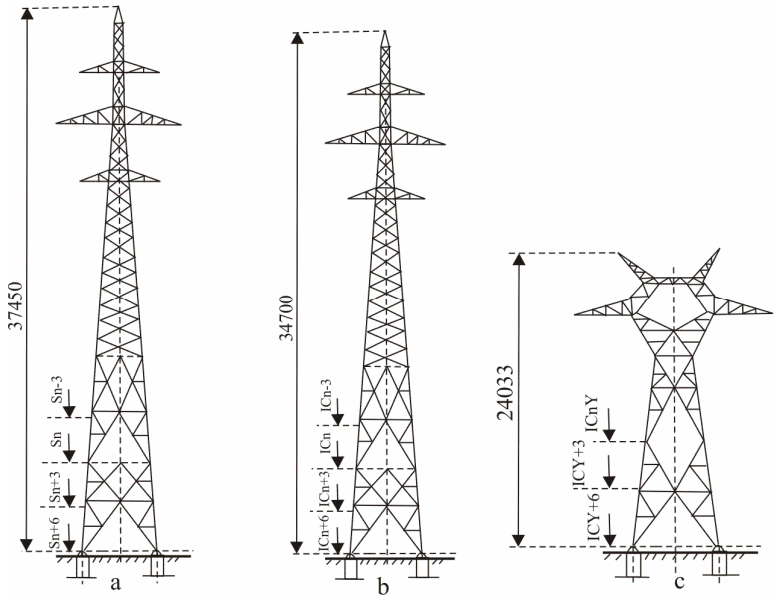


Fig. 6.30. Stâlpi LEA 110kV dublu circuit şi simplu circuit

a. stâlp de susținere normal dublu circuit tip Sn 110.252; b. stâlp de întindere şi colț dublu circuit tip ICn 110.263; c. stâlp de întindere şi colț simplu circuit tip ICnY 110

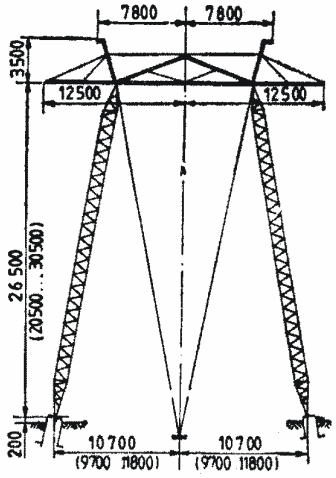


Fig. 6.31. Stâlp metalic portal ancorat pentru LEA 400kV simplu circuit PAS 400.131

B3. Din punct de vedere <u>al coronamentului</u> stâlpii se împart în stâlpi cu:

- coronament simplu circuit (Fig.6.32.)
- coronament dublu circuit (Fig. 6.33.)

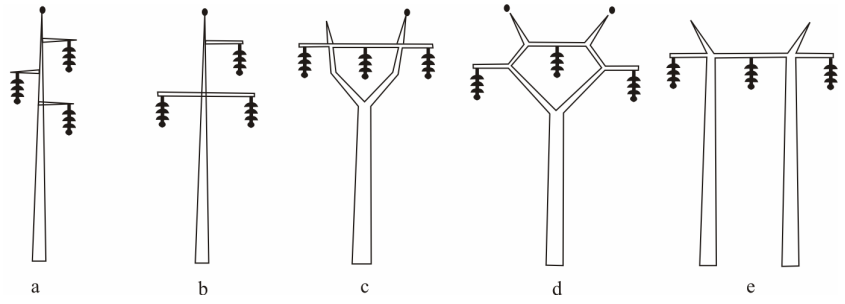


Fig. 6.32. Coronamente de stâlpi cu simplu circuit:
a,b-în triunghi, c-tip Y, d-tip cap de pisică, e-tip portal

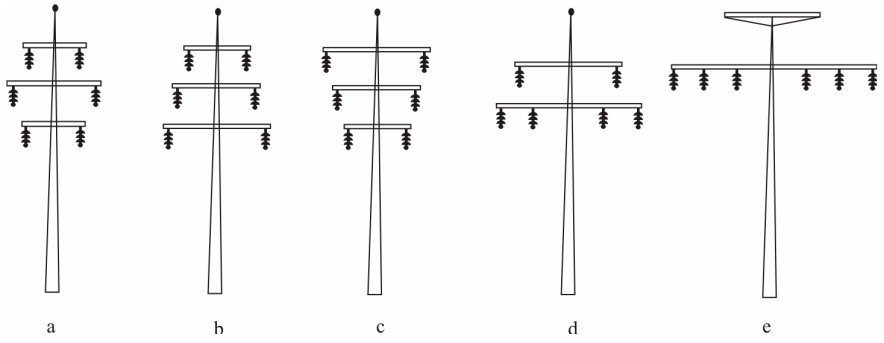


Fig. 6.33. Coronamente de stâlpi cu dublu circuit:
a-hexagon, b-brad, c-brad întors, d-conductoare active situate în două planuri orizontale,
e-toate conductoarele active situate în acelaşi plan

Coronamentele LEA de medie tensiune sunt:
- coronamente orizontale (Fig. 6.34a)
- coronamente deformabile (Fig. 6.34b)
- coronament dezaxat (Fig. 6.34c)
- coronament elastic (Fig. 6.34d)

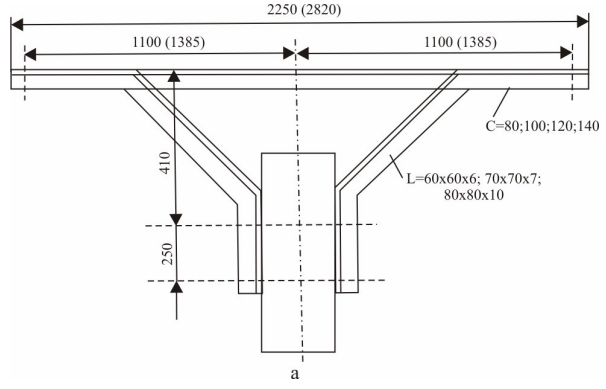


Fig. 6.34a. Consolă pentru coronament orizontal de susţinere, simplu circuit CSO 1100/1385

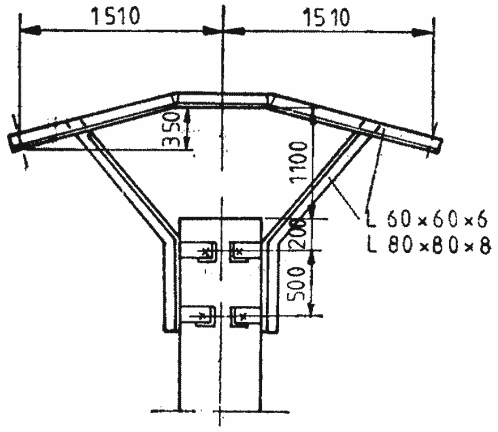


Fig. 6.34b. Consolă pentru coronament deformabil de susținere simplu circuit CIE

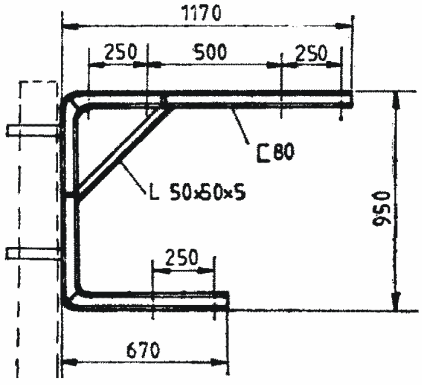


Fig. 6.34c. Consolă pentru coronament dezaxat de susținere simplu circuit CDS

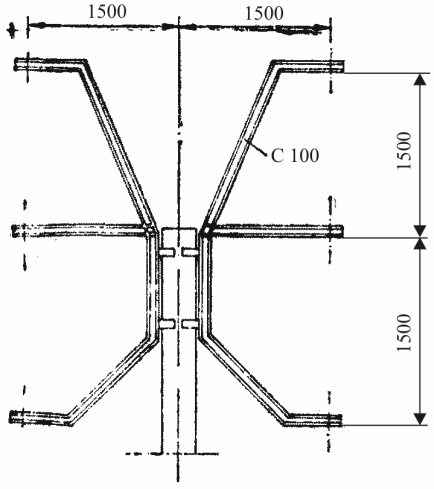


Fig. 6.34d. Consolă pentru coronament elastic dublu circuit de susținere CDC

B4. După <u>modul de fixare</u> stâlpii sunt:
- cu baza încastrată în fundație
- cu baza articulată

Tipuri de fundații se prezintă în Fig. 6.35.

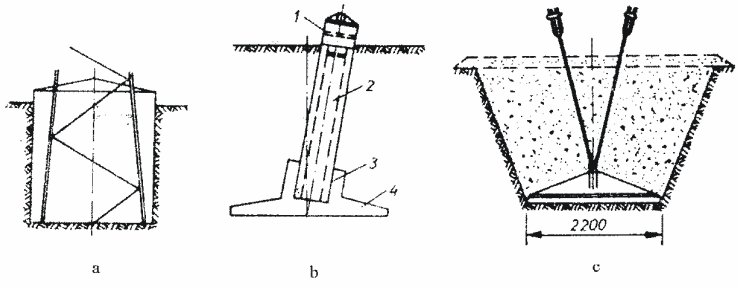


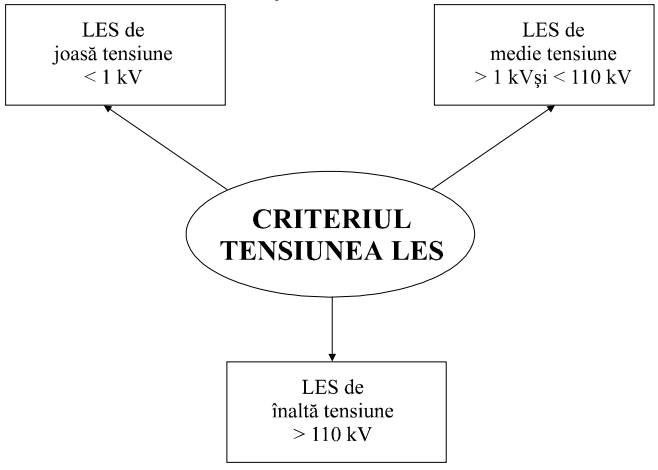
Fig. 6.35. Fundațiile stâlpilor metalici: a-monobloc; b-fracționată; c-din plăci, pentru stâlpi ancorați

6.1.3. LINII ELECTRICE SUBTERANE

Definiții. Clasificări

Liniile electrice subterane sunt folosite pentru transportul şi distribuția energiei electrice în oraşe, platforme industriale, în centrale şi stații electrice, la traversări de fluvii etc.

În funcție de tensiunea la care funcționează liniile electrice subterane se împart astfel.



Elemente componente ale unei LES

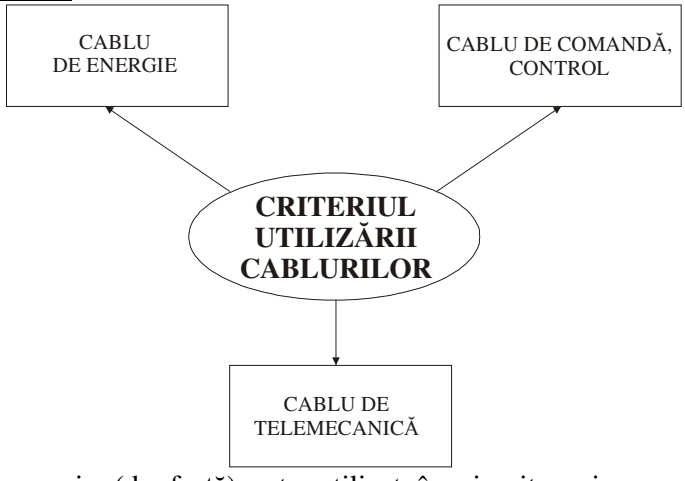
Principalele elemente ale unei LES sunt:

- cabluri electrice
- accesorii pentru cabluri

A. CABLURI ELECTRICE

A.1. Clasificarea cablurilor electrice

- <u>După utilizare</u>

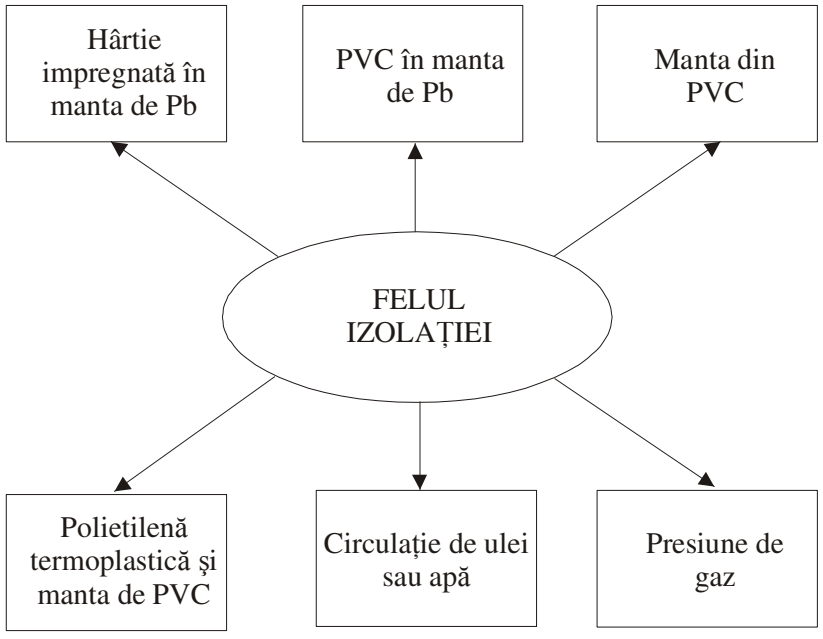


<u>Cablul de energie</u> (de forță) este utilizat în circuite primare ale instalațiilor de producere, transport şi distribuție a energiei electrice, în curent alternativ sau continuu.

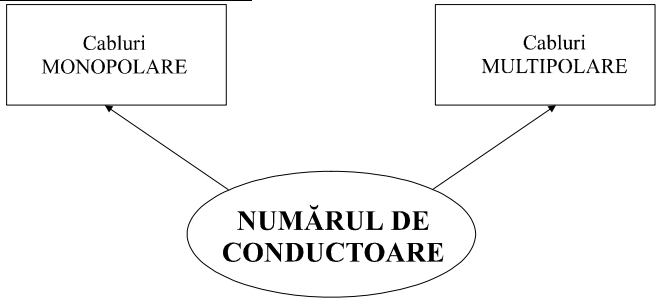
<u>Cablul de comandă, control</u> (de circuite secundare, semnalizare) este utilizat în instalațiile de comandă, măsură, semnalizare, blocaj, reglaj, protecție şi automatizare având tensiunea de serviciu până la 400 V.

Cablul de telemecanică (cablu pilot) este utilizat în instalațiile de telesemnalizare, telemăsuri, telecomenzi şi teleprotecție având tensiunea până la 60 V.

- După felul instalației

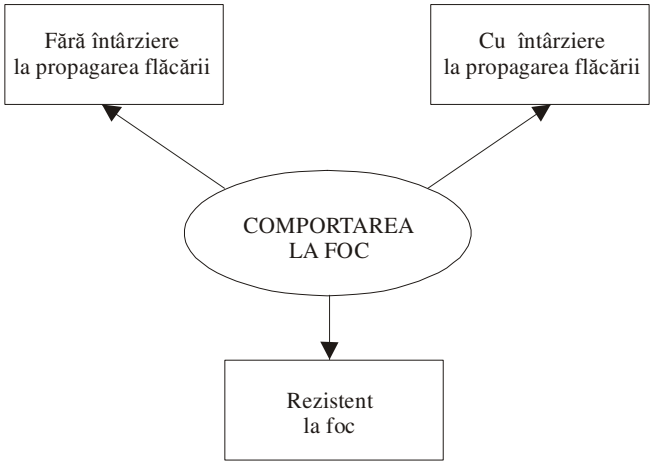


- După numărul de conductoare



Cablurile monopolare sunt formate dintr-un singur conductor izolat şi învelişul de protecție exterior. Cablurile multipolare sunt formate din 2, 3 sau 4 conductoare (la cablurile de energie) izolate distinct electric şi solidare mecanic având un înveliş de protecție exterior.

- După comportarea la foc



A.2. Caracteristicile electrice ale cablurilor

- Tensiunea nominală este tensiunea pentru care a fost proiectat cablul şi la care se referă caracteristicile de funcţionare şi de încercare ale acestora.
- Curentul maxim admisibil de durată al cablurilor la o anumită temperatură a mediului ambiant este sarcina maximă pe care o poate suporta cablul fără a se depăşi temperatura maximă admisibilă de lucru în regim de durată

A.3. Elemente componente ale cablurilor

- Conductorul -este partea din cablu a cărui funcţiune este de a conduce curentul şi se realizează din cupru electrolitic sau aluminiu.
- Izolaţia - este ansamblul de materiale izolante care fac parte dintr-un cablu, a căror funcţiune specifică este de a rezista la tensiune.

Din materialele utilizate pentru izolarea conductoarelor amintim:

- policlorura de vinil (PVC)
- polietilena (PE)
- polietilena reticulată (PER)
- cauciucul
- uleiul
- gazele izolante

- Ecranul - este învelişul din hârtie metalizată sau bandă metalică aplicat peste un conductor izolat sau peste un ansamblu de conductoare izolate cu scopul:
  - creării unei suprafeţe echipotenţiale în jurul izolaţiei, dirijând astfel câmpul electric.
  - reducerea efectelor inductoare ale câmpurilor electrostatice.
  - asigurarea unei căi de trecere a curenţilor capacitivi sau a curenţilor de defect la scurtcircuite homopolare.
- Învelişul - are rolul de a realiza o formă determinată a cablului şi de a asigura protecţia centra degradărilor exterioare.

Se compune din:

- Separator - strat subţire utilizat ca barieră pentru evitarea interacţiunilor nocive între două componente ale unui cablu
- Înveliş comun - înveliş nemetalic care acoperă ansamblul conductoarelor unui cablu multiconductor şi peste care se aplică învelişul de protecţie.
- Manta - înveliş tubular continuu şi uniform din material metalic sau nemetalic aplicat de regulă prin extrudare.

- ♦ Manta externă - manta nemetalică aplicată peste un înveliş constituind protecţia externă a cablului.
- ♦ Blindaj - benzi sau fire, de regulă, metalice, aplicate peste o manta pentru a-i permite să suporte solicitări mecanice datorate în special presiunii interne.
- ♦ Armătura - înveliş din benzi metalice sau fire metalice destinate să protejeze cablul de efecte mecanice externe.
- ♦ Materialul de umplutură - utilizat pentru umplerea intervalelor dintre conductoare într-un cablu multiconductor.

Structura constructivă a diferitelor tipuri de cablu este prezentată în figurile 6.36, 6.37, 6.38 şi 6.39.

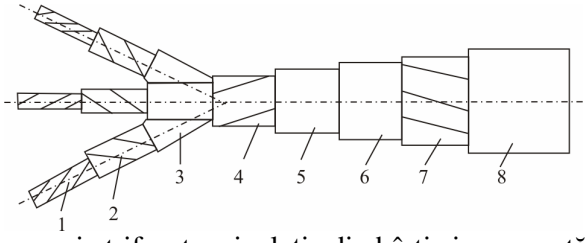


Fig. 6.36. Cablu de energie trifazat cu izolaţie din hârtie impregnată şi manta de plumb
1-conductor; 2-hârtie electroizolantă impregnată; 3-strat semiconductor-ecran; 4-izolaţie comună; 5-înveliş interior de protecţie; 6-manta de plumb; 7-armătură de protecţie; 8-înveliş exterior de protecţie

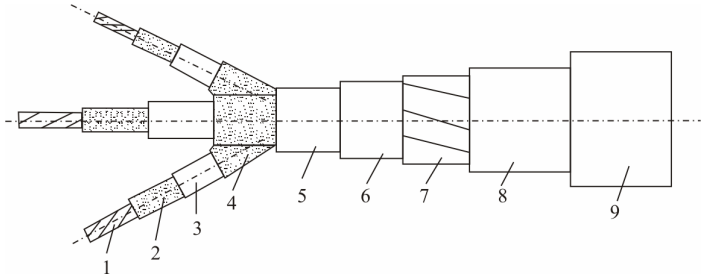


Fig. 6.37. Cablu trifazat cu izolaţie şi manta din PVC
1-conductor multifilar; 2-strat semiconductor; 3-izolaţie din PVC; 4- strat semiconductor-ecran; 5-înveliş comun; 6-înveliş interior din PVC; 7-armătură de protecţie; 8-înveliş exterior din PVC; 9-manta exterioară

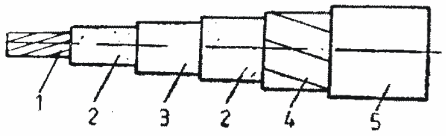


Fig. 6.38. Cablul de energie monofazat 12/20kV cu izolaţie din polietilenă termoplastică
1-conductor; 2-strat semiconductor; 3-izolaţie din polietilenă termoplastică; 4-ecran; 5-manta de PVC

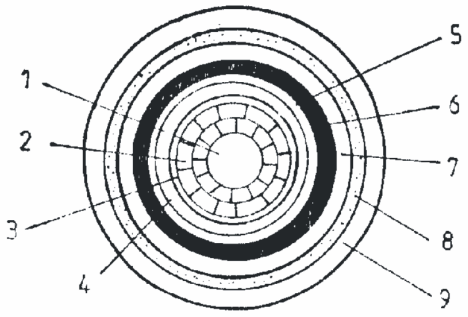


Fig. 6.39. Cablu electric monofazat cu presiune de ulei pentru înaltă tensiune
1-canal pentru circulație de ulei; 2-conductor inelar de cupru; 3-ecran din hârtie metalizată sau hârtie carbon; 4-izolație din hârtie impregnată cu ulei; 5-ecran din hârtie metalizată sau hârtie carbon; 6-manta metalică de plumb sau aluminiu; 7-strat izolator; 8-bandaj din fibră textilă cu inserție din sârmă de cupru; 9-manta exterioară din PVC

B. ACCESORII PENTRU CABLURI

Prin accesorii pentru cabluri se înțeleg următoarele elemente:

- Terminal - dispozitiv instalat la extremitatea unui cablu pentru a asigura legătura electrică cu alte părți ale unei rețele şi a menține izolația până la punctul de conectare
- Cutie terminală - cutie destinată protejării extremității cablului (Fig. 6.40., 6.41., 6.42., 6.43)
- Manşon de legătură - asigură legătura între două cabluri pentru a forma un circuit continuu. (Fig. 6.44., 6.45.)
- Manşon de derivație - asigură legarea unui cablu derivat la un cablu principal (Fig. 6.46.)
- Manşon de stopare - manşon cu un dispozitiv rezistent la presiune permițând separarea fluidelor sau materialelor izolante a două cabluri.
- Conductor ecran - conductor sau cablu cu un conductor pozat paralel cu un cablu sau fascicul de cabluri şi care el însuşi face parte dintr-un circuit închis în care pot circula curenți induşi, al căror câmp magnetic se opune celui produs de curenții care circulă în cablu.
- Rezervor de presiune - destinat să preia variațiile de volum ale uleiului care impregnează cablurile cu ulei fluid.
- Compensator - dispozitiv care permite expansiunea uleiului sau a materialului de impregnare la extremitățile cablurilor.

În fig. 6.47. este indicat modul de utilizare a accesoriilor pentru un cablu cu ulei sub presiune.

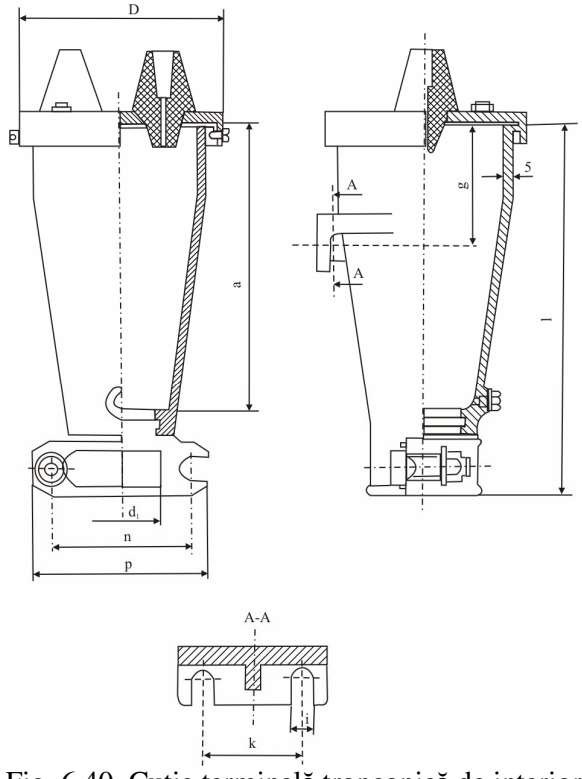


Fig. 6.40. Cutie terminală tronconică de interior

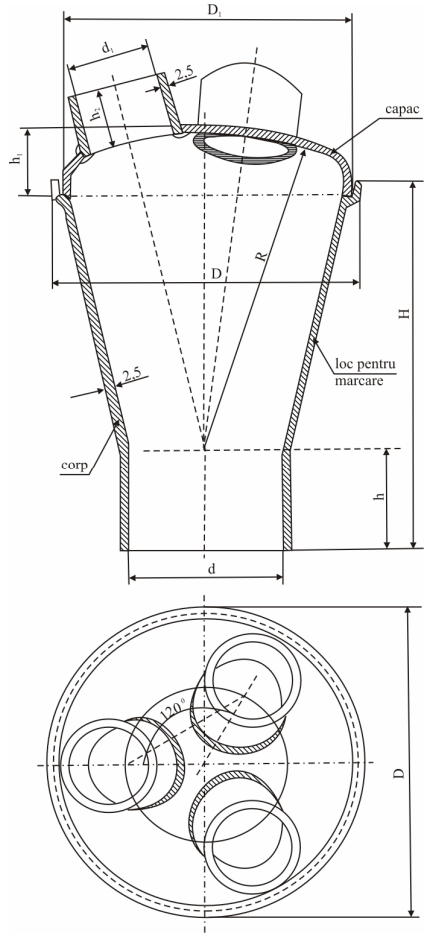


Fig. 6.41. Cutie terminală rotundă pentru cabluri cu 3 conductoare

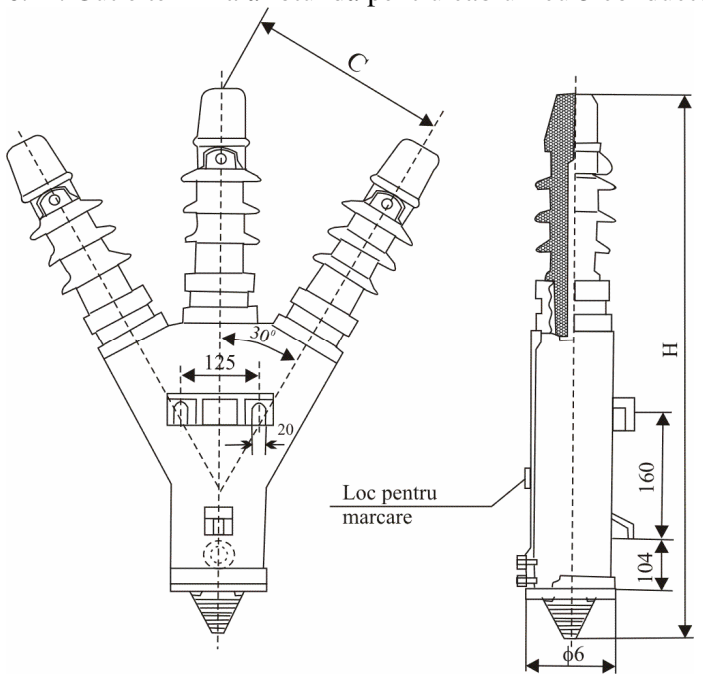


Fig. 6.42. Cutie terminală din fontă, trifazată, de exterior, pentru 10kV: H=865,C=337,B=145 şi 20kV: H=1103,C=462,B=154

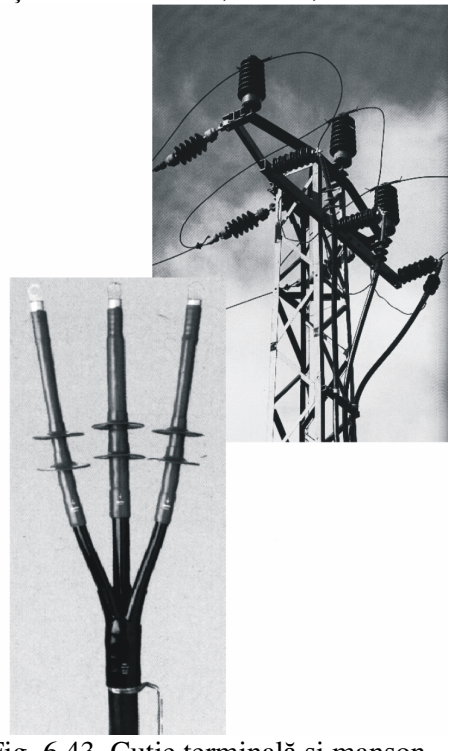


Fig. 6.43. Cutie terminală şi manşon

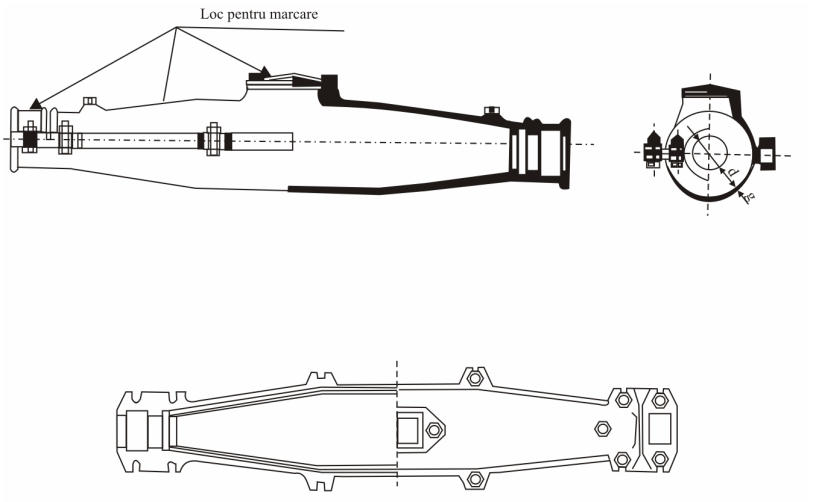


Fig. 6.44. Manşon de fontă pentru cabluri de 20kV, 30kV şi 35kV

Fig. 6.45. Manşon de legătură

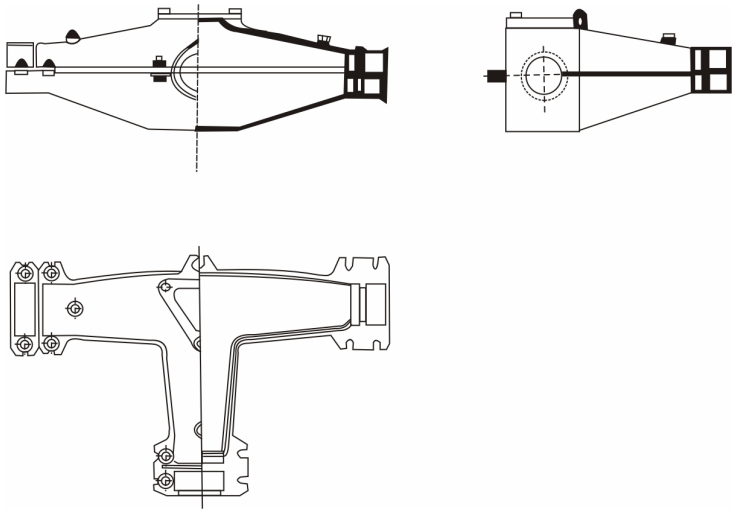


Fig. 6.46. Manşon de legătură cu derivaţie, tip MLD

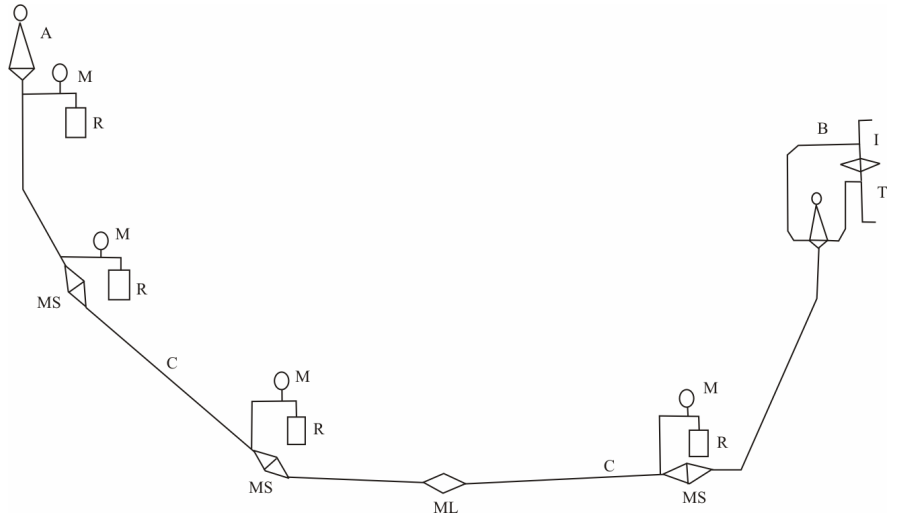


Fig. 6.47. Traseul cu denivelări al unui cablu cu ulei sub presiune
A-cutie terminală în aer; B-cutie cu ulei; C-cablu; I-izolator de trecere; M-manometru
ML-manşon de legătură; MS-manşon de stopare; R-rezervor de ulei; T-transformator

6.2. TRATAREA NEUTRULUI ÎN REȚELE ELECTRICE

6.2.1.GENERALITĂȚI

În cazul unei rețele trifazate simetrice, potențialul punctului neutru coincide cu potențialul pământului, conform fig. 6.48.

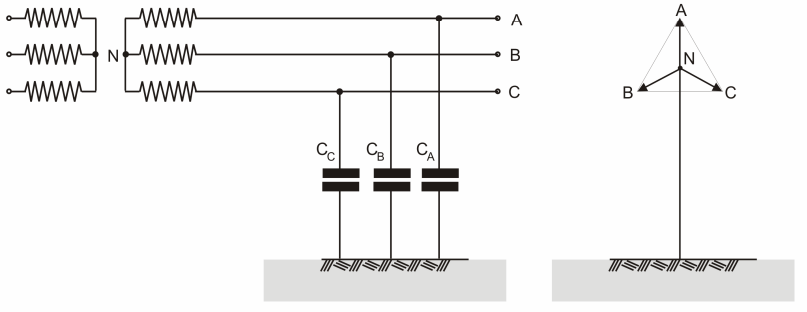


Fig. 6.48. Rețea trifazată simetrică

Tratarea neutrului în rețelele electrice prezintă o importanță mare la funcționarea acestora în regimuri nesimetrice.

Astfel în cazul că neutrul este legat direct la pământ, la o punere accidentală la pământ a unei faze, aceasta determină apariția unui curent de scurtcircuit monofazat (fig. 6.49.).

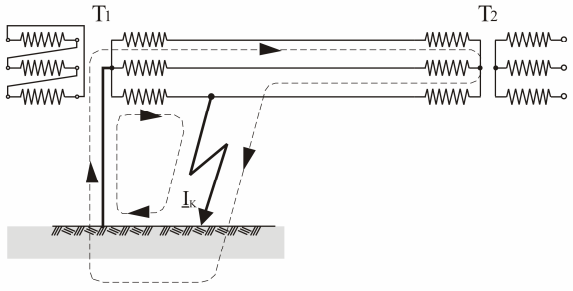


Fig. 6.49. Rețea trifazată cu neutrul legat direct la pământ

Dacă neutrul este izolat, punerea accidentală la pământ a unei faze determină creşterea tensiunilor față de pământ a fazelor sănătoase conform fig. 6.50. de $\sqrt{3}$ ori.

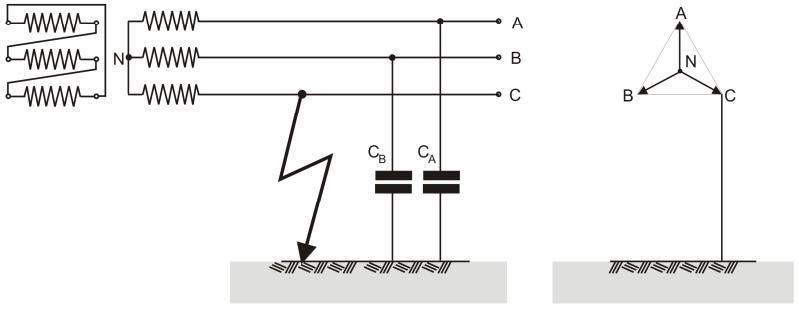


Fig. 6.50. Rețea trifazată cu neutrul izolat

Cel mai mare procent de avarii se datorează distrugerii izolației unei faze față de pământ. Punerile la pământ monofazate se pot dezvolta în scurtcircuite bifazate sau trifazate, având ca rezultat avarii din cele mai grave.

Prevenirea acestor avarii se poate realiza prin tratarea corespunzătoare a neutrului rețelelor electrice.

Există următoarele metode pentru tratarea neutrului rețelelor:

- neutrul izolat față de pământ
- neutrul legat la pământ prin bobină de stingere (BS)
- neutrul legat la pământ prin rezistență ohmică (R)
- neutrul legat la pământ combinat (BS + R)
- neutrul legat direct al pământ

6.2.2. REȚELE CU NEUTRUL IZOLAT

În fig. 6.51. este indicată o rețea cu neutrul izolat în care una din fazele liniei are contact cu pământul în mod accidental.

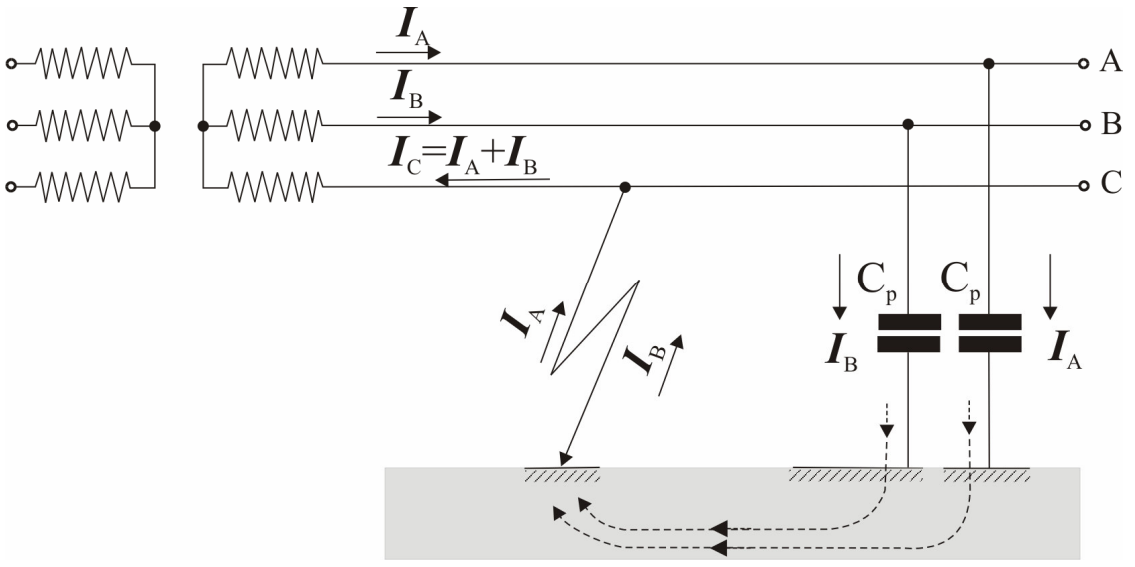


Fig. 6.51. Rețea cu neutrul izolat cu defect pe o fază

Prin locul de defect va circula curentul

$$I_\Sigma = I_A + I_B$$

Deoarece curenții capacitivi $\boldsymbol{I_A}$ şi $\boldsymbol{I_B}$ au intensități mici față de curenții de sarcină a liniei, se poate considera că tensiunile pe faze, măsurate față de punctul neutru, nu se dezechilibrează într-o măsură importantă. Rețeaua va putea funcționa în continuare în condiții satisfăcătoare. În schimb potențialul fazelor față de pământ se modifică. Potențialul fazei defecte este nul, iar al celor sănătoase creşte cu 3. Corespunzător vor creşte curenții capacitivi ai fazelor sănătoase,

$$I_A = j\omega C_p U_{AC}$$

$$I_B = j\omega C_p U_{BC}$$

$$I_\Sigma = j\omega C_p \left(U_{AC} + U_{BC}\right)$$

Suma tensiunilor între faze se exprimă funcție de tensiunile pe faze $\boldsymbol{U_A}$, $\boldsymbol{U_B}$, $\boldsymbol{U_C}$ măsurate față de punctul neutru:

$$U_{AC} + U_{BC} = U_A - U_C + U_B - U_C = -3U_C + \left(U_A + U_B + U_C\right) = -3U_C$$

$$I_\Sigma = j3C_p V_N$$

unde $\boldsymbol{V_N}$ reprezintă potențialul față de pământ al punctului neutru, egal cu media potențialelor celor trei faze:

$$V_N = \frac{1}{3}\left(U_{AC} + U_{BC} + 0\right) = -U_C$$

Acest mod de tratare a neutrului creează în regim staționar supratensiuni pe fazele sănătoase, egale cu tensiunea între faze. Dacă la locul de defect ia naştere un arc electric intermitent, urmare a fenomenelor tranzitorii, supratensiunile pot creşte de 3,5 – 4 ori tensiunea pe fază a rețelei, conducând astfel la străpungerea izolației rețelei şi în alte puncte mai slabe.

6.2.3. REȚELE CU NEUTRUL LEGAT LA PĂMÂNT PRIN BOBINĂ DE STINGERE

Tratarea neutrului prin bobină de stingere urmărește limitarea curentului de punere la pământ, astfel încât acesta să se stingă la prima trecere prin zero fără să se mai reaprindă.

În fig. 2.52. se reprezintă modul de legare la pământ a neutrului prin bobină de stingere (bobina Petersen).

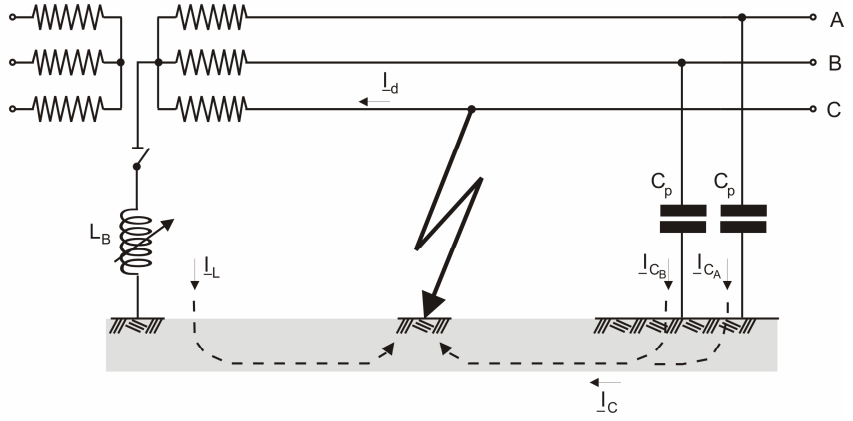


Fig. 6.52. Modul de legare la pământ a neutrului prin bobină de stingere

La bornele inductanței L_B se aplică tensiunea $\boldsymbol{V_N = -V_C}$

Curentul inductiv se exprimă:

$$I_L = \frac{-\underline{U}_C}{j\omega L}$$

Curentul capacitiv se exprimă:

$$I_C = -j3\omega C_p U_C = j3\omega C_p V_N$$

Curentul în punctul de defect $\boldsymbol{I_p}$ reprezintă suma dintre curentul capacitiv şi cel inductiv:

$$I_D = I_L + I_C = \frac{U_C}{j\omega L}\left(3\omega^2 L_B C_p - 1\right)$$

Valoarea curentului de defect poate deveni zero la îndeplinirea condiției de acordare a bobinei de stingere:

$$3\omega^2 L_B C_p - 1 = 0$$

$$\omega C_p = \frac{1}{3\omega L_B}$$

Metoda tratării cu bobină de stingere elimină posibilitatea apariției arcului electric, dar la funcționarea cu o fază la pământ, tensiunile fazelor sănătoase față de pământ cresc până la valoarea tensiunii între faze, asemănător ca la rețelele cu neutrul izolat.

Practic acordul perfect al bobinei de stingere nu se realizează niciodată ci se lucrează cu un dezacord de 15÷20% în sensul unei supracompensări. Deci prin bobina de stingere trece un curent inductiv mai mare decât cel capacitiv.

Necesitatea unui dezacord al bobinei de stingere rezultă din faptul că la funcționarea în regim normal cu bateria acordată, punctul neutru al rețelei poate ajunge la un potențial ridicat datorită faptului că niciodată capacitățile fazelor nu sunt perfect egale.

6.2.4. REȚELE CU NEUTRUL LEGAT LA PĂMÂNT PRIN REZISTENȚĂ OHMICĂ (R)

Reducerea intensității curenților de scurtcircuit se realizează cu ajutorul unei rezistențe conectate în sistemul de legare la pământ a neutrului. Rezistența are efect limitativ asupra valorii supratensiunilor de regim tranzitoriu şi conduce la eliminarea rapidă a defectelor.

În fig. 6.53. se reprezintă modul de legare la pământ a neutrului printr-o rezistență ohmică (R).

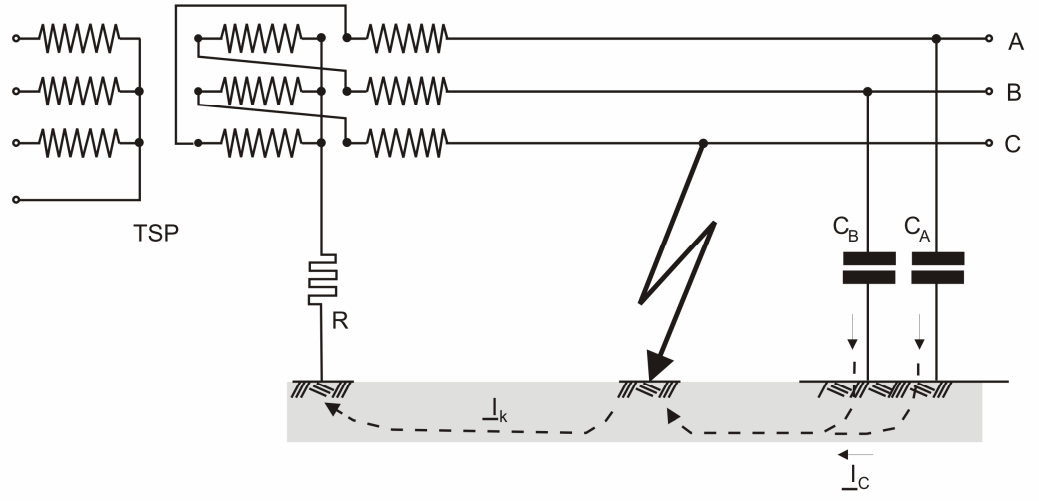


Fig. 6.53. Modul de legare la pământ a neutrului prin rezistență

Curentul de scurtcircuit monofazat, în cazul în care una din faze este pusă accidental la pământ, se calculează cu relația:

$$I_K = \frac{U_C}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$$

U_C - tensiunea pe fază

L - inductanța proprie rezultantă a întregului circuit.

Rezistența conductoarelor rețelei şi transformatorului s-au neglijat în raport cu R.

Căderea de tensiune în rezistența R, produsă de curentul de scurtcircuit se exprimă:

$$V_N = I_K \cdot R = I_K \sqrt{\left(\frac{U_C}{I_K}\right)^2 - \omega^2 L^2}$$

6.2.5. REȚELE CU NEUTRUL LEGAT LA PĂMÂNT COMBINAT (BS+R)

În fig. 6.54. se reprezintă modul de tratare combinată a neutrului, cu BS şi R.

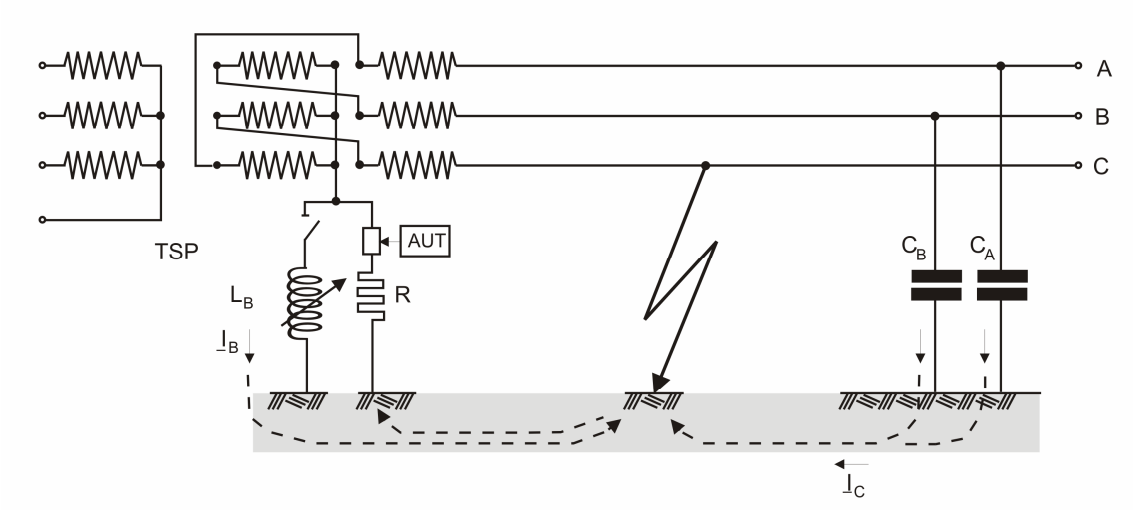


Fig. 6.54. Modul de legare la pământ a neutrului combinată
prin rezistență şi bobină de stingere

Acest sistem combină avantajele tratării neutrului prin BS şi R şi se pretează pentru rețele de medie tensiune de tip mixt (linii în cablu şi aeriene).

La apariția punerii la pământ, în faza inițială rețeaua are neutrul tratat prin bobină de stingere, rezistența R fiind deconectată prin intermediul modulului întreruptor monofazat.

Dacă punerea la pământ este trecătoare, cum sunt marea majoritate a punerilor la pământ, bobina reuşeşte să elimine defectul conform celor cuprinse la punctul 6.2.3.

În cazul că în decurs de 0,5 ÷ 0,6 sec. defectul nu este eliminat, se conectează automat în sistem rezistența R prin intermediul modulului întreruptor, astfel transformând punerea la pământ în scurtcircuit monofazat, conform cazului expus la punctul 6.2.4., scurtcircuit care va fi eliminat prin intervenția protecțiilor specifice.

6.2.6. REȚEA CU NEUTRUL LEGAT DIRECT LA PĂMÂNT

În rețelele aeriene 110, 220, 400 kV se utilizează legarea neutrului direct la pământ. Astfel, punerea la pământ a unei faze devine un scurtcircuit monofazat. Dacă punerea la pământ este trecătoare şi se realizează prin arc electric, stingerea arcului se poate realiza prin reaclanşarea automată rapidă.

În fig. 6.49. este reprezentat modul de legare directă la pământ a neutrului rețelei.

Curentul de scurcircuit monofazat se compune din două componente:

- una care se închide prin înfăşurarea fazei scurcircuitate a transformatorului T1 şi pământ.
- a doua componentă se închide pe două ramuri egale, paralele, prin înfăşurările celorlalte faze ale transformatorului, prin conductoarele sănătoase, prin transformatorul T2 spre locul de defect.

Astfel curentul total de scurtcircuit va fi:

$$I_K = \frac{V_c}{\omega L_1} + \frac{V_c}{\omega L_1 + \omega L_2} = \frac{V_c}{\omega L_1}\left(1 + \frac{2}{1 + \frac{L_2}{L_1}}\right)$$

S-au neglijat rezistențele liniilor şi ale circuitelor din pământ iar reactanțele lor au fost incluse în cele ale transformatoarelor.

Curenţii de scurtcircuit monofazat încarcă cu sarcini nesimetrice importante centralele din sistem şi produc scăderea apreciabilă a tensiunii.

Dezavantajul major al legării neutrului direct la pământ îl reprezintă perturbările în liniile de telecomunicaţii şi în transmisiile radiofonice, produse de curenţii de scurtcircuit monofazat.

În tabelul 6.1. este redată o comparaţie între soluţiile de tratare a neutrului reţelelor.

Tabelul 6.1.

Comparaţie între soluţiile de tratare a neutrului

Caracteristici	Legat la pământ prin bobină de stingere	Legat la pământ prin rezistenţă de limitare
Arcul de PP	Se autostinge	Se elimină prin RAR
Arc intermitent	Nu este posibil	Nu este posibil
Punere la pământ de durată	Reţeaua poate fi expl. în continuare cu PP	Linia cu PP se deconectează automat
Detectarea punerii la pământ	Implică un sistem special de detectare	poate fi realizată cu sisteme clasice de protecţie
Supratensiuni tranzitorii de PP	<=2,5U_f	(1,8-2,5)U_f
Creşteri ale tensiunii de durată	Până la $\sqrt{3}\,U_f$ în întreaga reţea	(0,8-1,1)U_f la locul de defect
Deconectarea punerii la pământ	Revenire lentă a tensiunii	Nu sunt fenomene deosebit
Influenţă asupra liniilor de telecomunicaţii	Neînsemnată	Redusă
Extindere în reţea	Limitată	Nelimitată
Investiţii speciale	BS şi regulator	Rezistor şi RAR monofazat

AVANTAJE	DEZAVANTAJE
Neutru compensat prin bobină	
Curent rezidual de punere la pământ redus când bobina este acordată.	Necesitatea măririi izolaţiei datorită creşterii tensiunii pe fazele sănătoase cu $\sqrt{3}$
Menţinerea regimului de funcţionare a reţelei fără întrerupere, la o punere la pământ.	Deplasarea neutrului.
Necesitatea protecţiei doar pe două faze.	Localizarea dificilă a defectului.
Influenţă redusă asupra instalaţiilor vecine şi prin aceasta simplificarea instalaţiilor de legare la pământ.	Posibilitatea extinderii reţelei prin limitarea curentului de punere la pământ.
Autoeliminarea defectelor la menţinerea condiţiilor de extincţie.	Continuul acord al bobinei în funcţie de starea de conexiune a reţelei.
Reţele mai extinse decât în cazul celor cu neutrul izolat.	Costuri suplimentare pentru bobine şi instalaţii de reglare.
Neutru compensat prin rezistenţă	
Creşteri reduse ale tensiunii pe fazele sănătoase.	Imposibilitatea menţinerii regimului de funcţionare a reţelei în caz de defect.
Tensiune scăzută pe punctul neutru în caz de defect.	Curenţii mari de defect fac necesară deconectarea rapidă în caz de defect.

Rețele cu extindere oricât de mare.	Necesitatea unor instalații de legare la pământ complicate.
Rețeaua cu punere la pământ este rapid localizată datorită declanşării automate a protecției.	Necesitatea protecției trifazice.
Durata redusă a defectului.	

6.3. PROTECȚIA PRIN RELEE ÎN REȚELE ELECTRICE

6.3.1. PROTECȚIA TRANSFORMATOARELOR ŞI AUTOTRANSFORMATOARELOR

Transformatoarele şi autotransformatoarele trebuie echipate cu protecții împotriva defectelor interioare şi a regimurilor anormale de funcționare, cauzate de defecte exterioare din rețea.

Aceste defecte sau regimuri anormale de funcționare sunt:

- scăderea nivelului uleiului şi degajări de gaze provocate de defecte în interiorul cuvei;
- scurtcircuite interioare (între înfăşurări sau între spirele aceleiaşi înfăşurări) sau între borne;
- scurtcircuite monofazate ale înfăşurărilor conectate la rețele cu neutrul legat direct la pământ sau tratat prin rezistență;
- supracurenți prin înfăşurări, provocați de scurtcircuite exterioare;
- supracurenți prin înfăşurări, provocați de suprasarcini;
- supratemperaturi.

Protecția de gaze

Protecția de gaze trebuie să comande semnalizarea, în cazul unor slabe degajări de gaze şi al scăderii nivelului uleiului, şi să comande declanşarea tuturor întreruptoarelor proprii ale transformatorului, în cazul degajărilor intense de gaze.

Această protecție poate fi aplicată numai transformatoarelor cu ulei şi cu conservator, ea acționând numai în cazul defectelor în interiorul cuvei. În cazul acesta arcul electric sau căldura dezvoltată de scurtcircuit au ca urmare descompunerea uleiului şi a materialelor organice ale pieselor izolante şi formarea de gaze. Acestea, fiind mai uşoare decât uleiul, se ridică spre conservator. În cazul defectelor mai grave, formarea gazelor poate fi atât de violentă, încât presiunea interioară care ia naştere poate imprima şi uleiului o deplasare spre conservator.

Aparatul care sesizează formarea gazelor sau a deplasării violente a uleiului, cum şi scăderea nivelului acestuia, este releul de gaze RG, cunoscut şi sub numele de releu Bucholz. Acesta se montează pe conducta de legătură dintre cuvă şi conservator, care trebuie să aibă o pantă de 2-4%, pentru a uşura trecerea eventuală a gazelor sau a uleiului spre conservator.

În fig. 6.55. este prezentată schema de principiu a protecției de gaze.

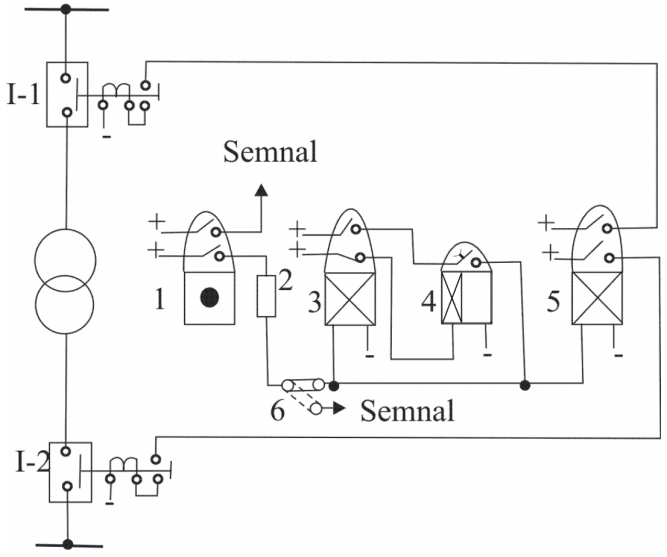


Fig. 6.55. Schema de principiu a protecției de gaze

Contactul superior al releului de gaze 1 comandă semnalizarea, care trebuie să fie acustică şi optică. Contactul inferior comandă declanşarea tuturor întreruptoarelor transformatorului. Deoarece impulsul dat de acest contact poate fi de scurtă durată (în funcție de caracterul deplasării uleiului sau a gazelor în releu), schema electrică trebuie să asigure prelungirea acestui impuls până la declanşarea întreruptoarelor. În schema din fig. 6.55. impulsul de declanşare care ajunge direct la releul general de ieşire 5 al protecției transformatorului este prelungit de releul 4, al cărui contact cu temporizare la revenire este ținut închis în timpul funcționării normale, releul fiind excitat prin contactul normal închis (n.î.) al releului intermediar 3; impulsul se transmite prin releul clapetă de semnalizare 2.

Protecția diferențială

Împotriva scurtcircuitelor interne şi la bornele transformatoarelor se utilizează protecția diferențială longitudinală. Zona de acțiune a acestei protecții cuprinde şi legăturile prin cabluri sau bare între transformator şi întreruptoare. Această protecție se aplică de regulă la transformatoare cu o putere de 10 MVA sau mai mare. Principiul de funcționare al unei protecții diferențiale longitudinale este cel al comparării curenților, anume a valorilor şi sensurilor curenților aceloraşi faze din înfăşurările transformatorului protejat (fig. 6.56.).

Transformatorul trebuie să aibă instalate, pe fiecare fază a tuturor înfăşurărilor sale, transformatoare de curent. Legarea înfăşurărilor secundare trebuie astfel realizată încât releul să măsoare diferența:

$i_d = i_I - i_{II}$

Schema protecției diferențiale longitudinale trebuie să asigure egalitatea curenților secundari, atât în funcționare normală, cât şi în cazul scurtcircuitelor exterioare, astfel încât curentul în releu i_d=0, acesta neacționând în acest caz.

În cazul scurtcircuitelor în zona protejată curentul în releu va fi:

Dacă $i_d > i_p$, (ip fiind curentul de pornire al releului), releul va acționa comandând deconectarea transformatorului.

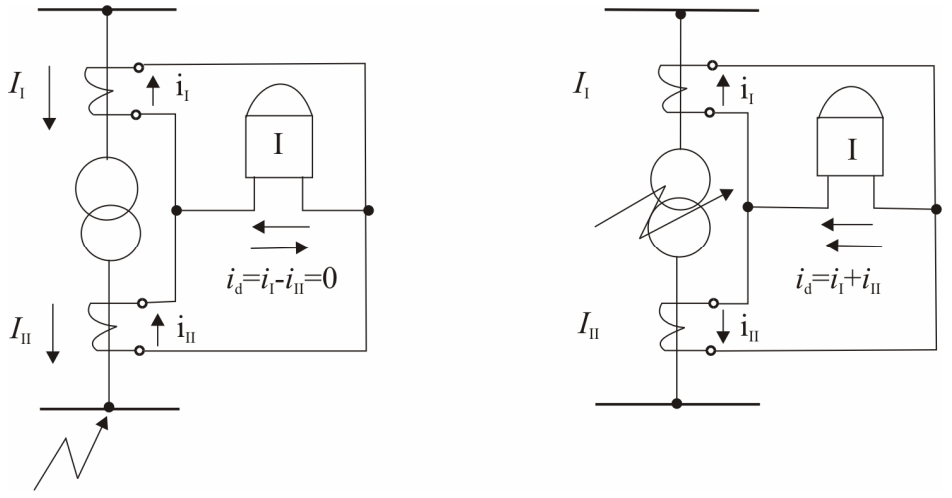


Fig. 6.56. Protecție diferențială longitudinală – principiu

Un exemplu de realizare a unei protecții diferențiale longitudinale cu relee de curent la un transformator cu două înfăşurări este redată în fig. 6.57.

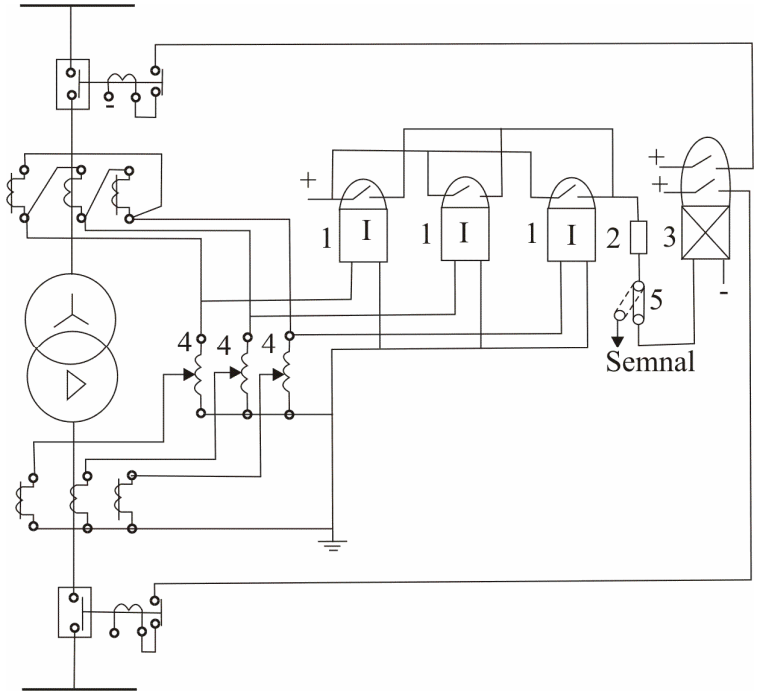


Fig. 6.57. Protecție diferențială longitudinală la un transformator

Protecția maximală de curent

Scurtcircuite pe barele la care sunt racordate transformatoarele sau pe liniile racordate la aceleaşi bare şi nedeconectate de protecțiile proprii conduc la supracurenți în transformatoare care pot deveni periculoşi pentru înfăşurările acestuia. Eliminarea acestor defecte produse de cauze exterioare, se realizează cu protecții maximale de curent temporizate.

Condițiile pe care trebuie să le îndeplinească aceste protecții sunt:

- să deosebească un supracurent de o suprasarcină;
- să fie sensibilă la scurtcircuite pe liniile racordate la barele transformatorului;
- să fie rapidă.

Tipurile de protecţii maximale temporizate ale transformatoarelor rezultă din fig. 6.58.

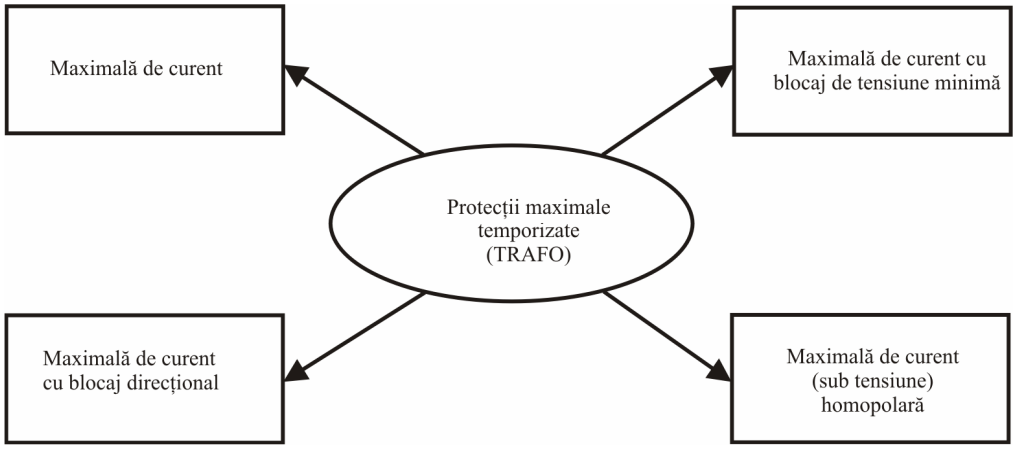


Fig. 6.58. Tipurile de protecţii maximale temporizate

Protecţia maximală de curent

Schema protecţiei maximale temporizate este redată în fig. 6.59.

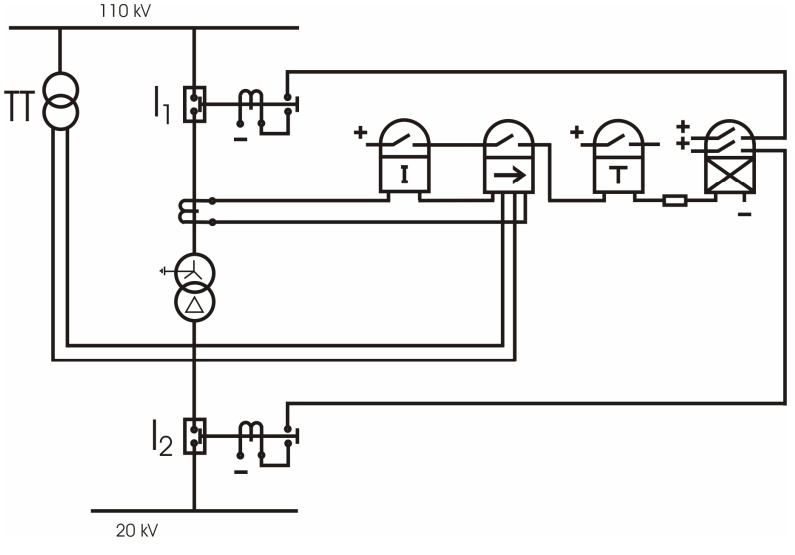


Fig.6.59. Schema protecţiei maximale temporizate

Protecţia comandă declanşarea ambelor întreruptoare ale transformatorului.

Protecţia maximală de curent cu blocaj de tensiune minimă

Metoda de creştere a sensibilităţii protecţiei maximale simple este blocajul de tensiune minimă. Rolul acestui blocaj este şi de a împiedica acţionarea protecţiei maximale în cazul supra- sarcinilor care nu provoacă, paralel cu creşterea curenţilor şi o scădere însemnată a tensiunii.

În fig.6.60. este redată schema protecţiei maximale cu blocaj de tensiune minimă.

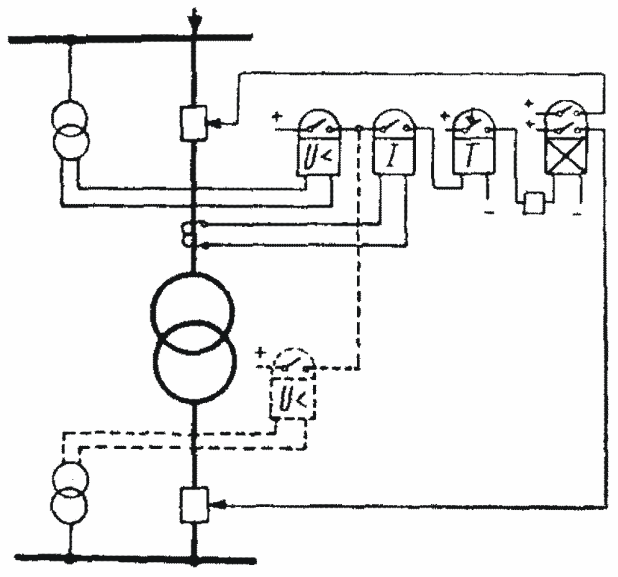


Fig.6.60. Schema protecţiei maximale cu blocaj de tensiune minimă

Protecţia maximală de curent cu blocaj direcţional

Blocajul direcţional se realizează cu relee direcţionale. Rolul acestor relee constă în sesizarea modificării defazajului curentului faţă de tensiune în circuitul supravegheat, controlând astfel sensul puterii în acel circuit.

În fig.6.61. este redată schema protecţiei maximale cu blocaj direcţional.

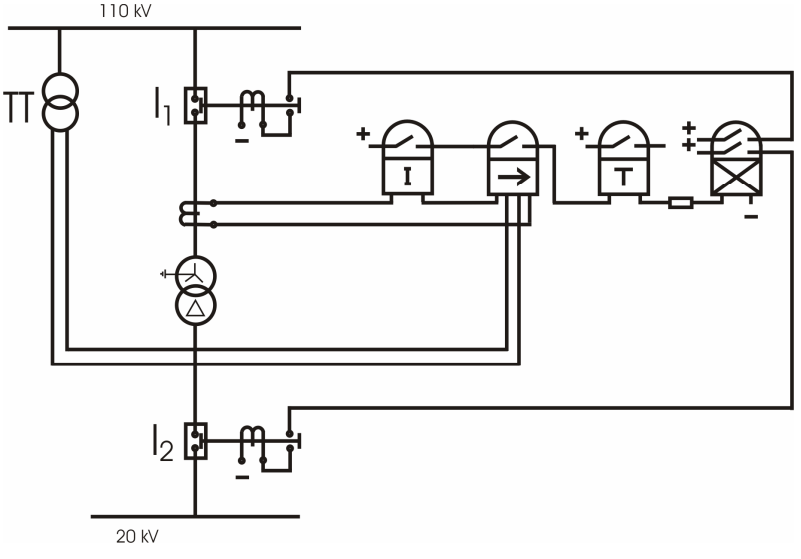


Fig. 6.61. Schema protecţiei maximale cu blocaj direcţional

Pentru ca releul de timp să fie excitat şi să comande după timpul reglat declanşarea întreruptoarelor I_1 şi I_2 este necesar ca atât curentul să depăşească valoarea reglată (releul maximal să-şi închidă contactele), cât şi sensul de scurgere al puterii de scurtcircuit să fie de la 110kV spre 20kV, deci releul direcţional să-şi închidă contactele.

Protecţia maximală de curent (sau tensiune) de secvenţă homopolară

Protecția maximală de curent homopolar se aplică numai transformatoarelor care au punctul neutru legat la pământ. În fig. 6.62. este redată schema unei protecții maximale de curent de secvență homopolară.

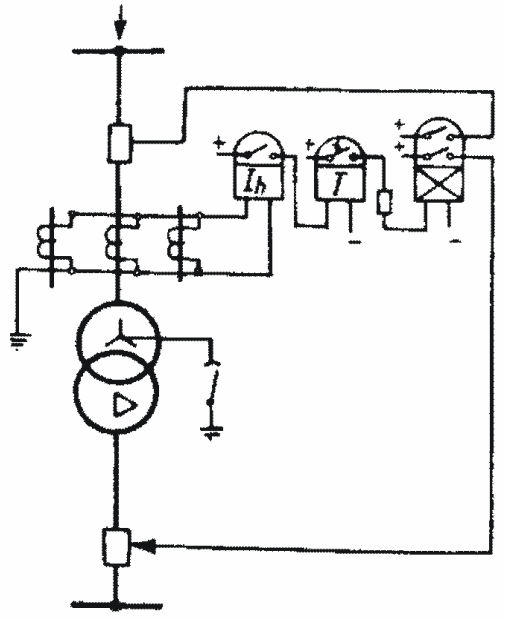


Fig.6.62. Schema unei protecții maximale de curent de secvență homopolară

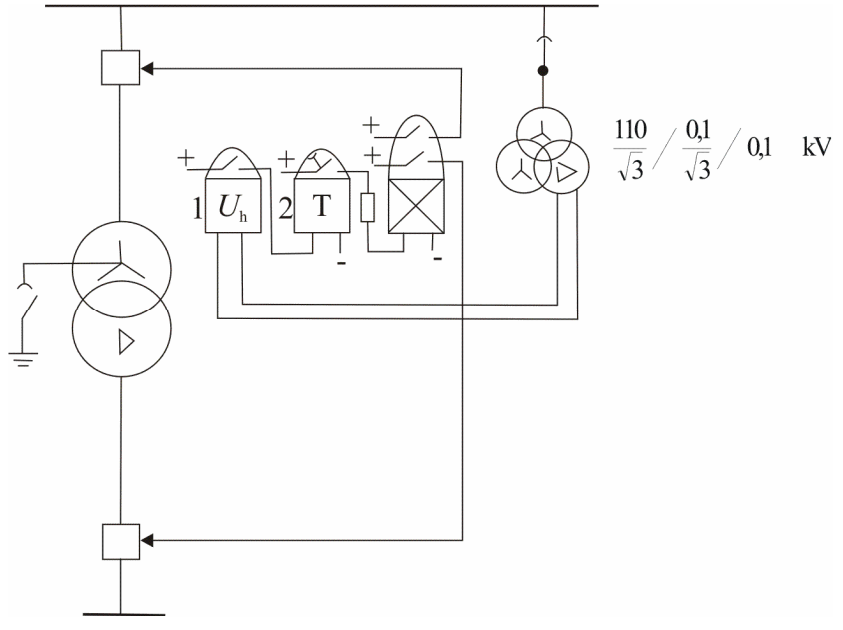


Fig. 6.63. Schema protecția de tensiune homopolară

Protecția constă dintr-un releu de curent legat la un filtru de curent de secvență homopolară, realizat cu transformatoarele de curent ale celor trei faze pe partea stelei, legate în montaj Holmgreen.

Protecția de tensiune homopolară se aplică la transformatoare care funcționează cu

punctul neutru legat la pământ sau izolat.

În fig. 6.63. este redată schema unei astfel de protecții.

Releul de tensiune homopolară 1 se conectează la înfăşurarea în triunghi deschis a transformatoarelor de tensiune din celula de măsură a barelor de pe partea rețelei cu neutrul legat la pământ.

Protecția contra suprasarcinilor

Cauzele suprasarcinilor ce pot provoca în transformator curenți superiori curentului nominal sunt:

- deconectarea unui transformator ce funcționa în paralel;
- conectarea automată a unor receptoare suplimentare;
- pendulări, etc.

Capacitatea de supraîncărcare a transformatoarelor, ca durată şi mărime, este precizată în cataloagele de firmă.

Pentru ca personalul de serviciu să fie prevenit asupra apariției suprasarcinilor se prevede o protecție contra acestora, care constă dintr-un singur releu de curent, deoarece suprasarcinile în cauză sunt simetrice. Releul nu trebuie să acționeze în cazul scurtcircuitelor sau şocurilor de curent.

6.3.2. PROTECȚIA LINIILOR ELECTRICE

Liniile electrice aeriene sau în cablu din rețelele cu neutrul izolat sau tratat prin bobine de stingere vor fi protejate împotriva următoarelor tipuri de defecte [7-17]:

- scurtcircuite între faze (cu sau fără pământ);
- puneri la pământ pe două faze (dublă punere la pământ pe faze diferite);
- puneri la pământ monofazate (simplă punere la pământ);
- suprasarcini.

Liniile electrice aeriene sau în cablu din rețelele de înaltă tensiune cu neutrul legat direct la pământ sau cele de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistență vor fi protejate împotriva:

- scurtcircuitelor monofazate;
- scurtcircuitelor polifazate.

Condiția principală pe care trebuie să o îndeplinească protecția unei linii electrice aeriene sau în cablu, este aceea de a limita la minimum efectele unui defect asupra funcționării restului rețelei. Această condiție presupune o mare selectivitate a protecției şi rapiditate în acționarea protecției.

Apariția scurtcircuitelor este însoțită de variația importantă a două mărimi: creşterea curentului în partea de rețea care alimentează defectul şi scăderea tensiunii în rețea. Funcționarea protecției rețelelor electrice se bazează pe sesizarea şi prelucrarea acestor variații, completată şi cu sensul de scurgere al puterii în timpul defectului.

Principalele tipuri de protecții utilizate în rețelele electrice sunt prezentate în fig. 6.64.

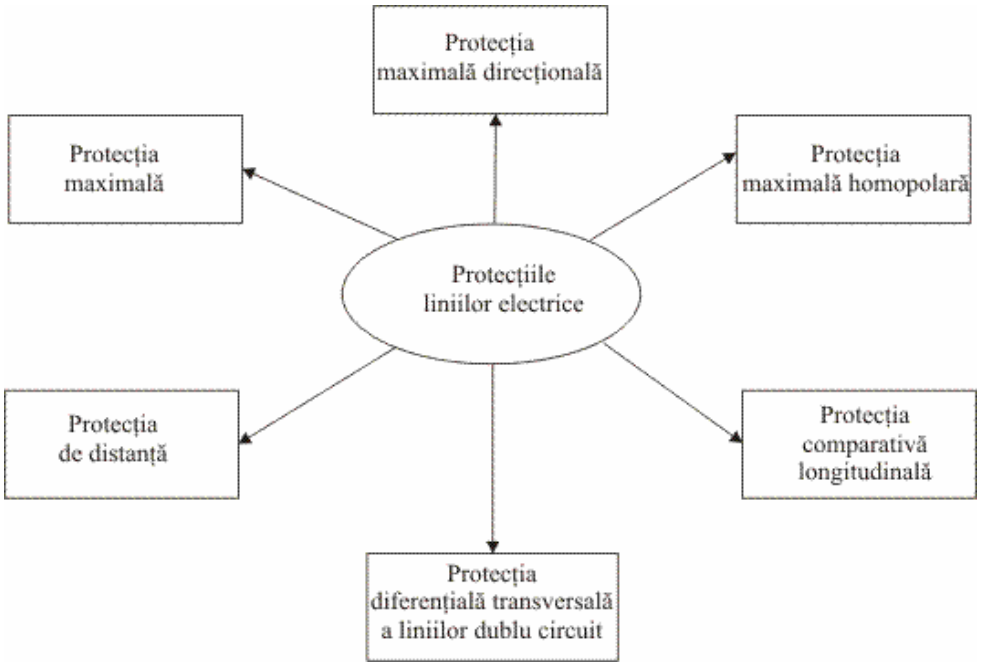


Fig. 6.64. Tipuri de protecții

Protecția maximală temporizată, cu caracteristică independentă

Protecția folosită pentru o rețea radială ca cea din fig. 6.65. este una maximală de curent temporizată. Aceasta acționează în cazul creşterii peste o anumită valoare a curentului pe linia protejată. Se utilizează împotriva scurtcircuitelor (mono- şi polifazate) cât şi a suprasarcinilor.

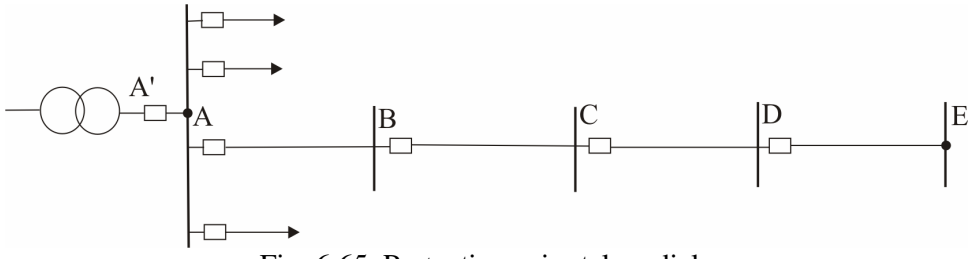


Fig. 6.65. Protecția unei rețele radiale

În fig. 6.66. este redată schema de principiu a protecției maximale temporizate cu caracteristică independentă şi diagrama de acționare.

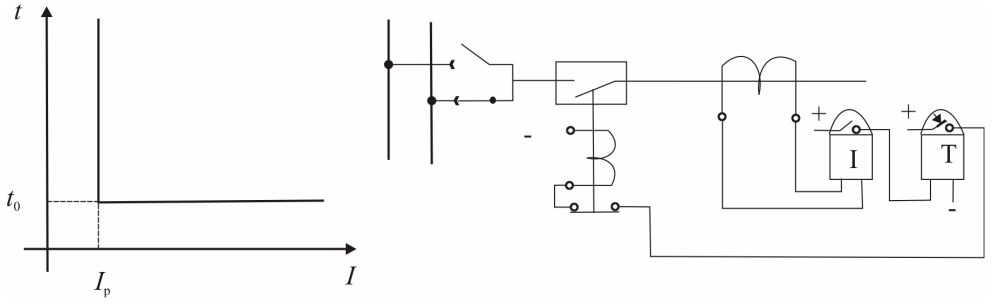


Fig. 6.66. Schema de principiu a protecției maximale temporizate

Protecția maximală direcțională

Protecția maximală direcțională este aplicată în cazul unei rețele simple alimentate de la ambele capete. Într-o asemenea rețea (fig. 6.67.) pentru realizarea selectivității protecției este necesar un nou criteriu pe baza căruia să survină declanşarea, acesta fiind sensul în care circulă puterea spre defect. Astfel, completând protecțiile maximale cu câte un releu direcțional care sesizează sensul puterii spre defect şi blochează acționarea dacă aceasta circulă spre barele stației, permițând acționarea când sensul puterii este dinspre bare spre linie, se obține selectivitatea necesară.

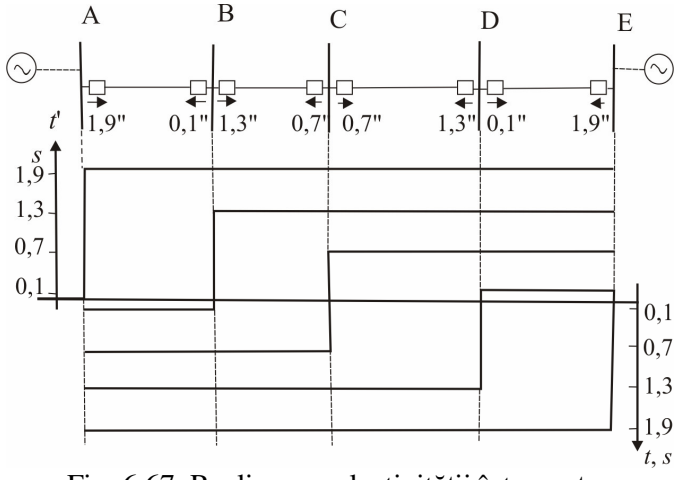
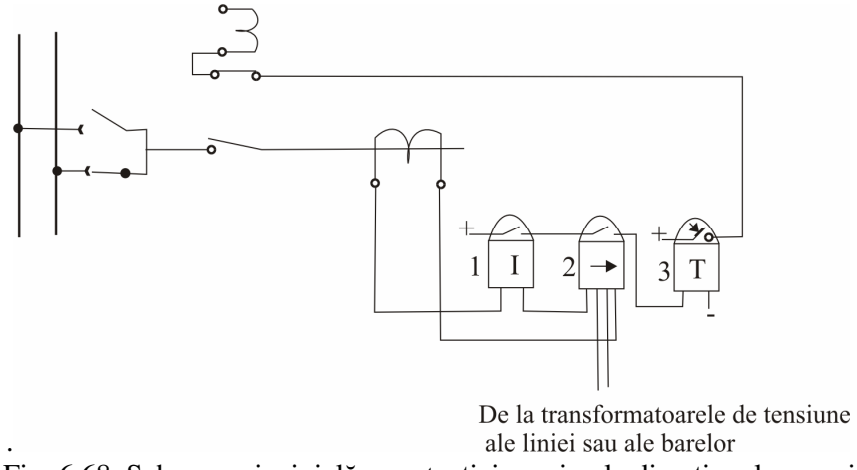


Fig. 6.67. Realizarea selectivității într-o rețea

Schema principială a protecției maximale direcționale a unei linii este prezentată în fig. 6.68.

Excitarea releului de timp 3 şi comanda declanşării întreruptorului după timpul reglat sunt condiționate de depăşirea valorii reglate a curentului şi de sensul puterii de scurtcircuit de la bare spre linie.



.

Fig. 6.68. Schema principială a protecției maximale direcționale a unei linii

Expresia momentului care acționează asupra echipajului mobil a unui releu direcțional este:
U_r, I_r - tensiunea şi curentul aplicate releului

$$M = kU_r I_r \cos(\varphi_r + \alpha)$$

jr- unghiul dintre vectorii acestor mărimi

k - factor de proporţionalitate

α - unghi ce depinde de caracteristicile constructive ale releului (unghi interior al releului)

Condiţia de acţionare a unui releu direcţional este: $\cos(\varphi_r + \alpha)$ este maxim pentru $\varphi_r = -\alpha$

$$U_r I_r \cos(\varphi_r + \alpha) > 0$$

În acest caz cuplul releului direcţional este maxim, iar unghiul se numeşte unghi de sensibilitate maximă a releului.

În fig. 6.69. este redată diagrama de acţionare a unui releu cu ecuaţia de acţionare.

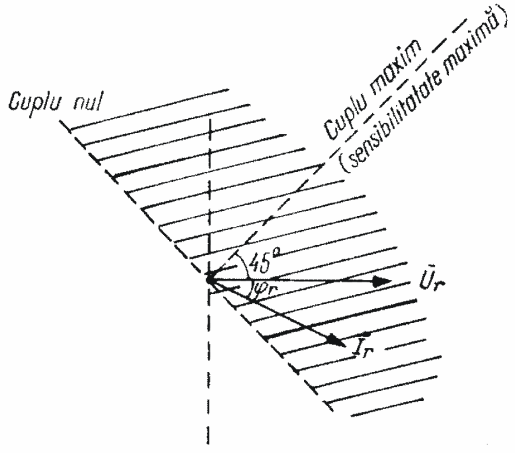


Fig. 6.69. Diagrama de acţionare a unui releu

$$U_r I_r \cos(\varphi_r + 45^\circ) > 0$$

Unghiul de scurtcircuit φ_r depinde de natura reţelei. În cazul liniilor electrice aeriene acesta variază între 60^o şi 80^o.

Pentru o orientare corectă a releelor direcţionale, acestea se alimentează cu curentul unei faze şi cu tensiunea între celelalte două. Combinarea curentului I_R cu tensiunea U_{ST}, respectiv I_S cu U_{TR} şi I_T cu U_{RS}, reprezintă ,,schema de 90^0", deoarece fiecărei tensiuni între faze aplicate releului îi este asociată curentul unei faze, defazate înainte cu 90^o conform fig. 6.70., unde este reprezentată şi schema principală a protecţiei.

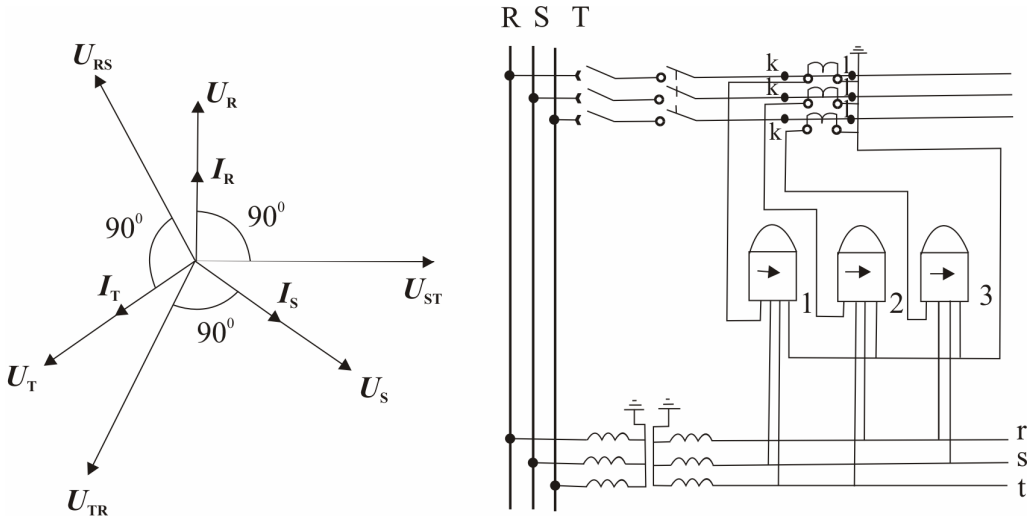


Fig. 6.70. Schema de 90^0 şi schema principală a protecţiei

Protecția maximală homopolară

În rețelele cu neutrul legat direct la pământ deteriorarea izolației față de pământ a unei faze reprezintă un scurtcircuit monofazat. Împotriva acestor defecte este prevăzută, pe lângă protecția maximală de curent obișnuită, și o protecție specială cu o sensibilitate mărită față de defectele monofazate. Schema de principiu a protecției homopolare este redată în fig. 6.71.

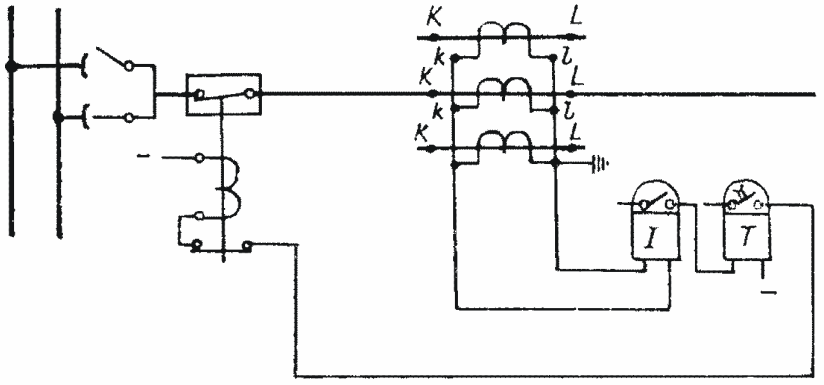


Fig. 6.71. Schema de principiu a protecției homopolare

Transformatoarele de curent care alimentează protecția au înfăşurările secundare legate în paralel, formând filtrul de secvență homopolară.

Protecția homopolară poate fi:

- netemporizată sau temporizată;
- direcțională.

Schema de principiu a unei protecții homopolare direcționale este redată în fig. 6.72.

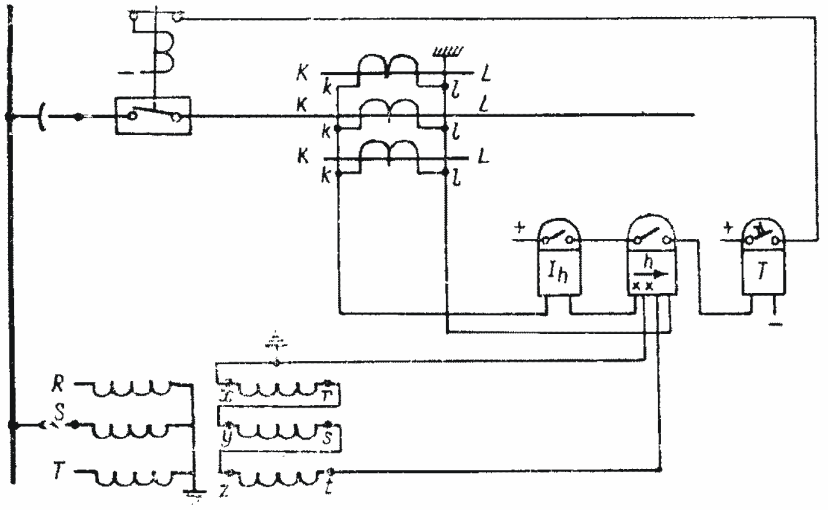


Fig. 6.72. Schema de principiu a unei protecții homopolare direcționale

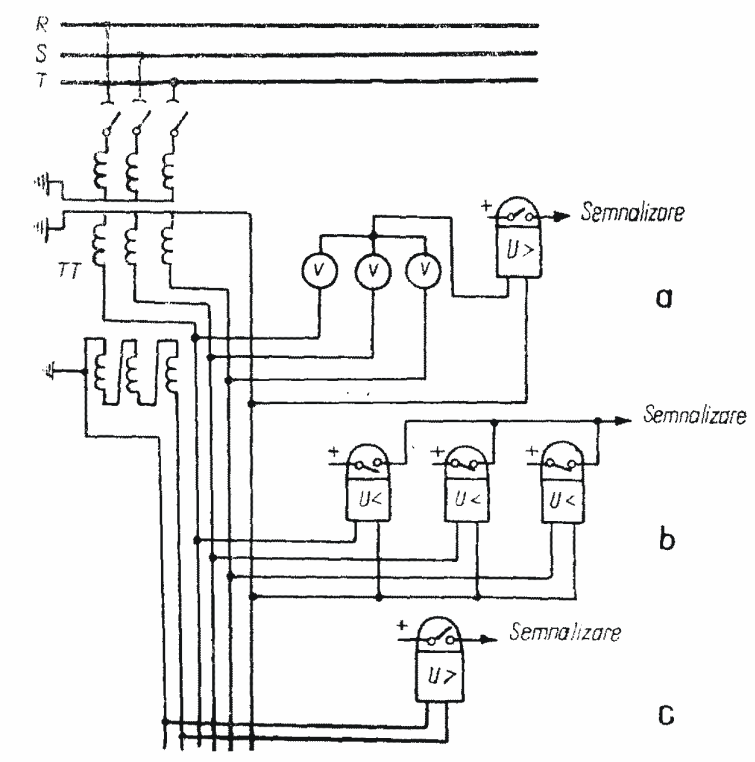


Fig. 6.73. Scheme de semnalizare a punerilor la pământ

În rețelele cu neutrul izolat sau compensate, apariția unei puneri la pământ determină o modificare a tensiunilor față de pământ a tuturor fazelor şi a punctului neutru al rețelei, astfel: tensiunea față de pământ a unei faze defecte devine nulă, tensiunile față de pământ ale fazelor sănătoase cresc devenind egale cu tensiunile între faze, iar punctul neutru va fi supus unei tensiuni, egală şi de sens contrar cu tensiunea pe fază a fazei defecte. Sesizarea şi semnalizarea punerilor la pământ în acest caz se realizează cu dispozitive bazate pe schemele indicate în fig.6.73.

Linia cu defect poate fi determinată fie prin acționarea la semnalizare sau declanşare a protecțiilor selective contra punerilor la pământ, fie prin deconectarea manuală, pe rând, pentru puțin timp, a liniilor din stația respectivă, în lipsa protecțiilor selective. Soluțiile care stau la baza realizării acestor protecții selective contra punerilor la pământ sunt:

- protecții maximale de curent homopolar;
- protecții homopolare direcționale;
- protecții cu relee sensibile la curenți homopolari de armonici superioare;
- protecții de distanță.

Dintre acestea se va detalia protecția maximală de curent homopolar. Aceasta este alimentată de curentul homopolar al liniei protejate prin intermediul unui filtru de curent de secvență homopolară. Protecția sesizează punerile la pământ fără a acționa la defecte polifazate.

Sesizarea punerilor la pământ de către această protecție este ilustrată în fig. 6.74.

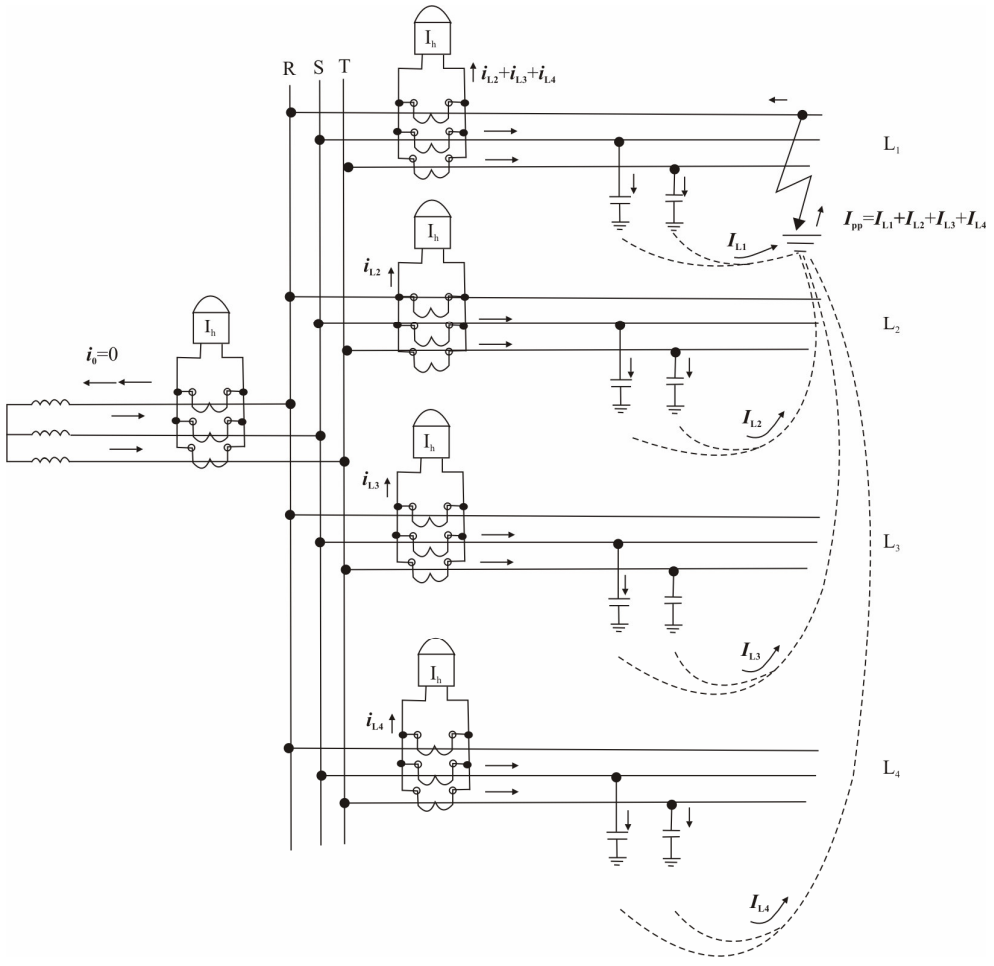


Fig.6.74. Sesizarea punerilor la pământ cu protecția maximală de curent homopolar

Schema unei protecții maximale de curent homopolar contra punerilor la pământ a unei linii aeriene este redată în fig. 6.75.

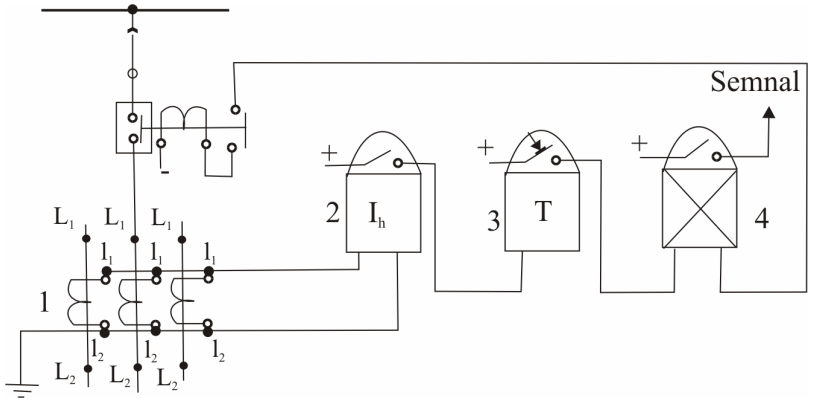


Fig. 6.75. Schema unei protecții maximale de curent homopolar contra punerilor la pământ

Protecția de distanță

În prezent, în rețelele de înaltă şi foarte înaltă tensiune protecția de distanță reprezintă protecția de bază a liniilor electrice aeriene, aceasta răspunzând în totalitate condițiilor care nu au putut fi îndeplinite de alte tipuri de protecții.

Protecția de distanță este o protecție universală, pretându-se pentru rețele cu reanclanşare automată rapidă.

Importantele calități ale protecției de distanță – selectivitatea, declanşarea rapidă la defecte apropiate şi independența acționării de configurația rețelei – sunt dublate de avantajele pe care le are față de alte tipuri de protecții.

Astfel, ea permite în caz de scurtcircuit pe porțiunea protejată, declanşări în timpi mici (0.02-0.1s) în funcție de tipul releului, protejând totodată cu timpii treptelor de rezervă (treapta II, III, IV) stațiile şi liniile vecine care alimentează defectul. Nu lipsit de importanță este avantajul de a nu depinde de legături prin cabluri pilot între stații.

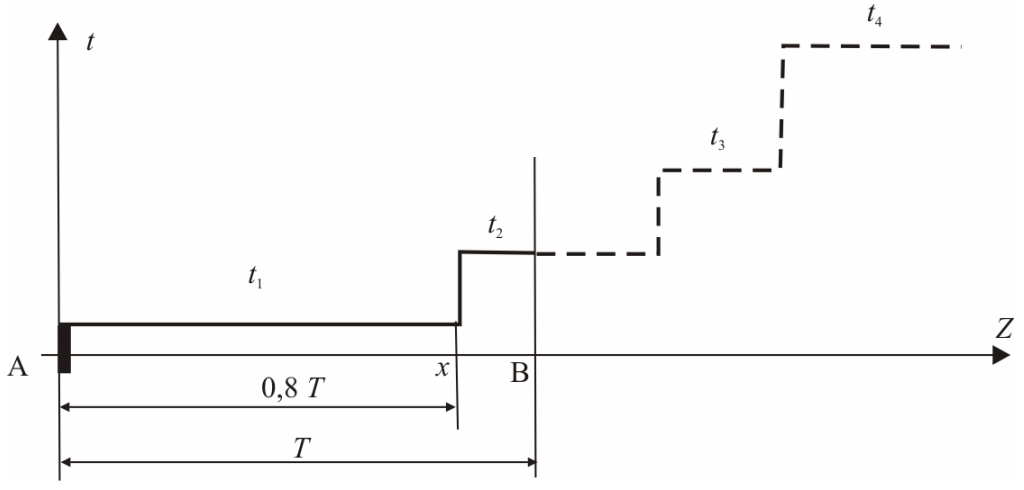


Fig. 6.76. Caracteristică timp-impedanță în trepte.

,

Protecția de distanță comandă declanşarea întreruptorului liniei protejate cu o temporizare care este cu atât mai mare cu cât distanța până la locul defectului este mai mare, după o caracteristică timp-impedanță în trepte, care permite o mai judicioasă eşalonare a caracteristicilor protecțiilor diferitelor linii dintr-o rețea (fig. 6.76.).

Deoarece în cazul rețelelor alimentate din ambele capete sau a rețelelor "inel" alimentate unilateral, doar măsurarea distanței până la locul de defect nu este suficientă, pentru declanşarea selectivă, se utilizează drept criteriu de declanşare suplimentar, sensul de circulație al puterii spre defect. Declanşarea va fi permisă numai atunci când puterea de scurtcircuit are sensul de circulație de la bara stației spre linia protejată.

În cazul unui defect pe una din linii, releele de distanță de la cele două capete acționează, declanşând rapid întreruptoarele liniei defecte înaintea celor ale liniilor adiacente (fig. 6.77.).

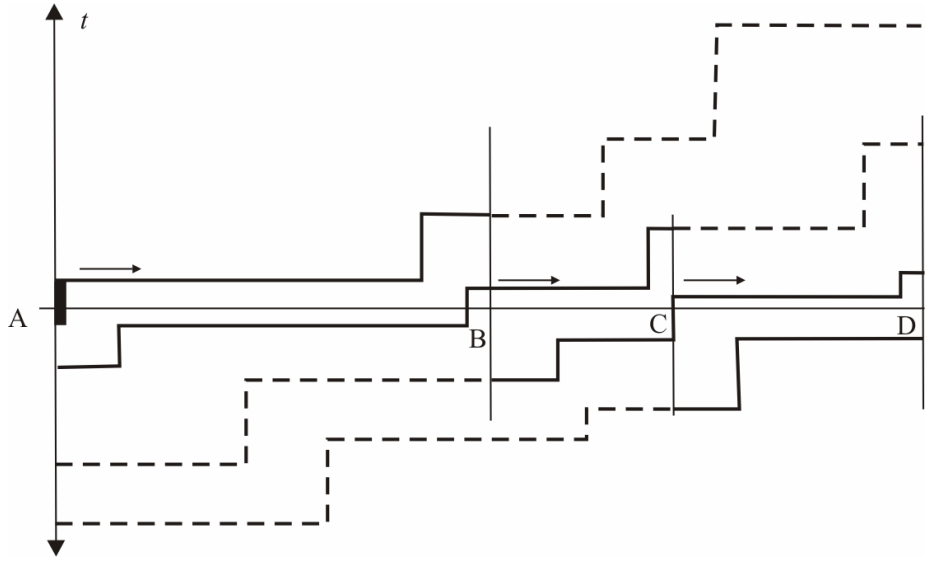


Fig. 6.77. Caracteristică timp-impedanță

Elementele componente ale unui releu de distanță sunt:

a) elemente de pornire (demaraj) cu rolul de a sesiza apariția defectului, ele putând fi relee maximale de curent sau relee de minimă impedanță; prin intermediul lor se alimentează elementul de măsură, cu mărimi proporționale cu cele de la locul de defect;

b) element de măsură a impedanței care stabileşte valoarea impedanței până la locul de defect (aceasta putând fi mai mică sau mai mare decât o valoare reglată), în funcție de această valoare comandând declanşarea;

c) element direcțional necesar distingerii direcției de circulație a puterii în cazul unui defect, nepermițând declanşarea în cazul unor defecte apropiate dar situate pe linii vecine cu linia protejată;

d) element homopolar care permite sesizarea scurtcircuitelor cu pământ, asigurând alimentarea elementelor de demaraj şi măsură cu mărimi de defect;

e) element de timp prin intermediul căruia se comandă deconectarea temporizat, în funcție de impedanța determinată de elementul de măsură;

f) element de blocaj la pendulații care asigură sesizarea pendulaților în rețea şi blocarea acționării releului de distanță în acest caz;

g) elemente de coordonare a protecției cu diferite automatizări utilitate în sistem (RAR, teleprotecții, relee pentru prelungirea treptei I-a etc.);

h) element de execuție cu rol de transmitere a impulsului de declanşare a întreruptorului liniei.

Schema bloc a unei protecții de distanță este reprezentată în fig. 6.78.

Elementul principal al unui releu de distanță îl constituie cel de măsurare a impedanței, reprezentat printr-un releu de minimă impedanță. Principiul care stă la baza realizării releului de impedanță, (releu balanță electromagnetică sau balanță electrică), este cel al comparării amplitudinii mărimilor culese de la bornele secundare ale unor transformatoare de curent, respectiv de tensiune (fig. 6.79.).

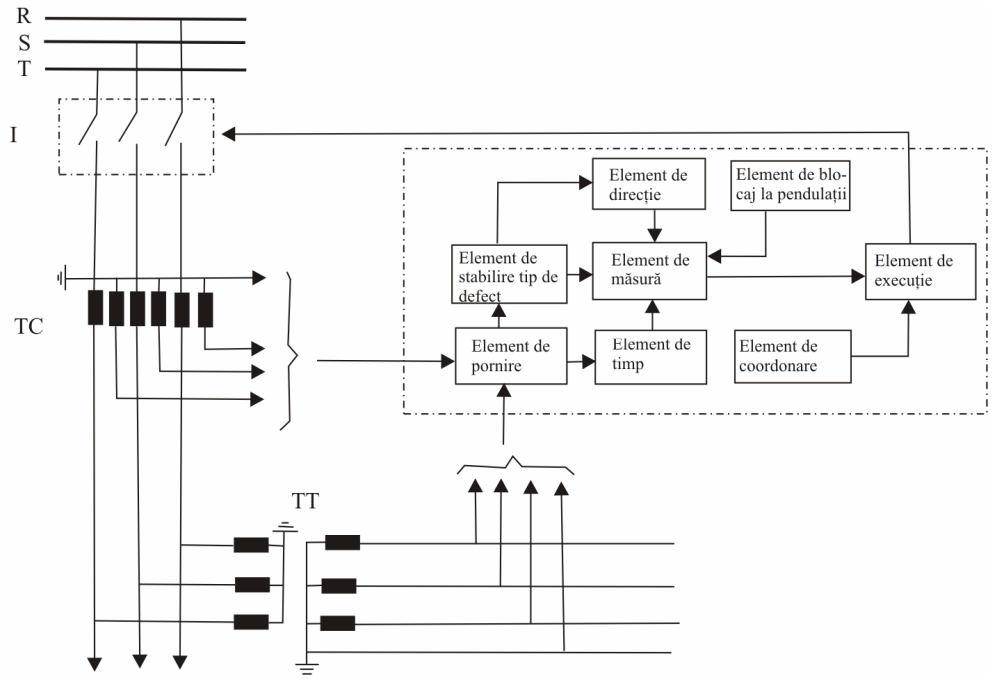


Fig. 6.78. Schema bloc a unei protecții de distanță

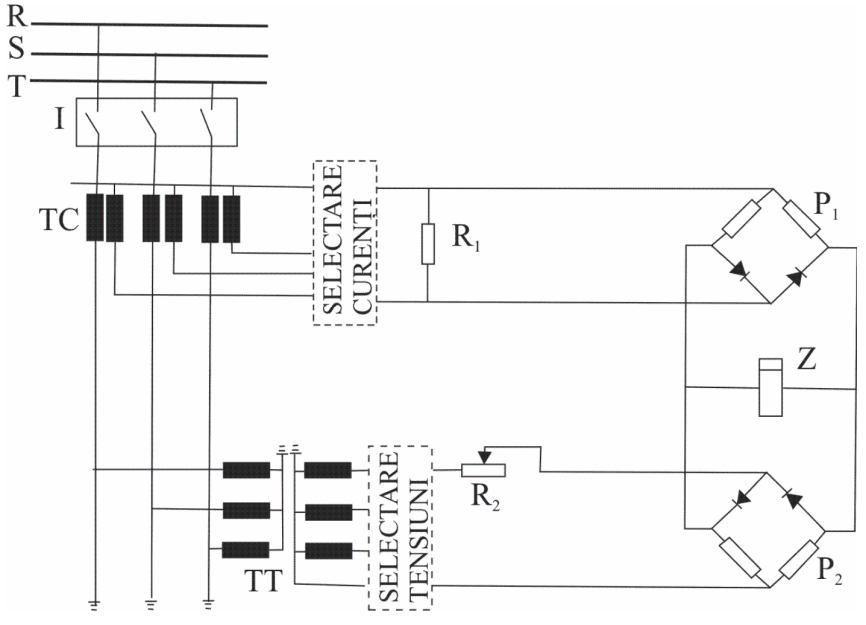


Fig. 6.79. Schema unui releu de impedanță

Caracteristica de acționare într-un sistem de coordonate R-jX pentru releele de impedanță este un cerc cu centrul în originea axelor de coordonate, raza reprezentând modulul impedanței reglate Z, sau un cerc cu centrul deplasat pe o dreaptă care face un anumit unghi cu axa R. Acest unghi este fix sau reglabil, în funcție de tipul releului.

Prin modificarea schemei de alimentare a releului de impedanță față de schema din fig. 6.79. se obțin caracteristici de acționare conform fig. 6.80.- a,b,c,e,f - caracteristici care prezintă multiple avantaje în practică, astfel:

- compensarea influenței rezistenței arcului electric;
- sensibilitatea mărită pentru unghiuri mari ale impedanței de scurtcircuit;
- permiterea vehiculării unor puteri mari pe linia electrică protejată;
- blocarea la apariția pendulațiilor de energie.

Prin utilizarea combinată a două relee de distanță se poate obține diagrama de acționare reprezentată în fig. 6.80.- d.

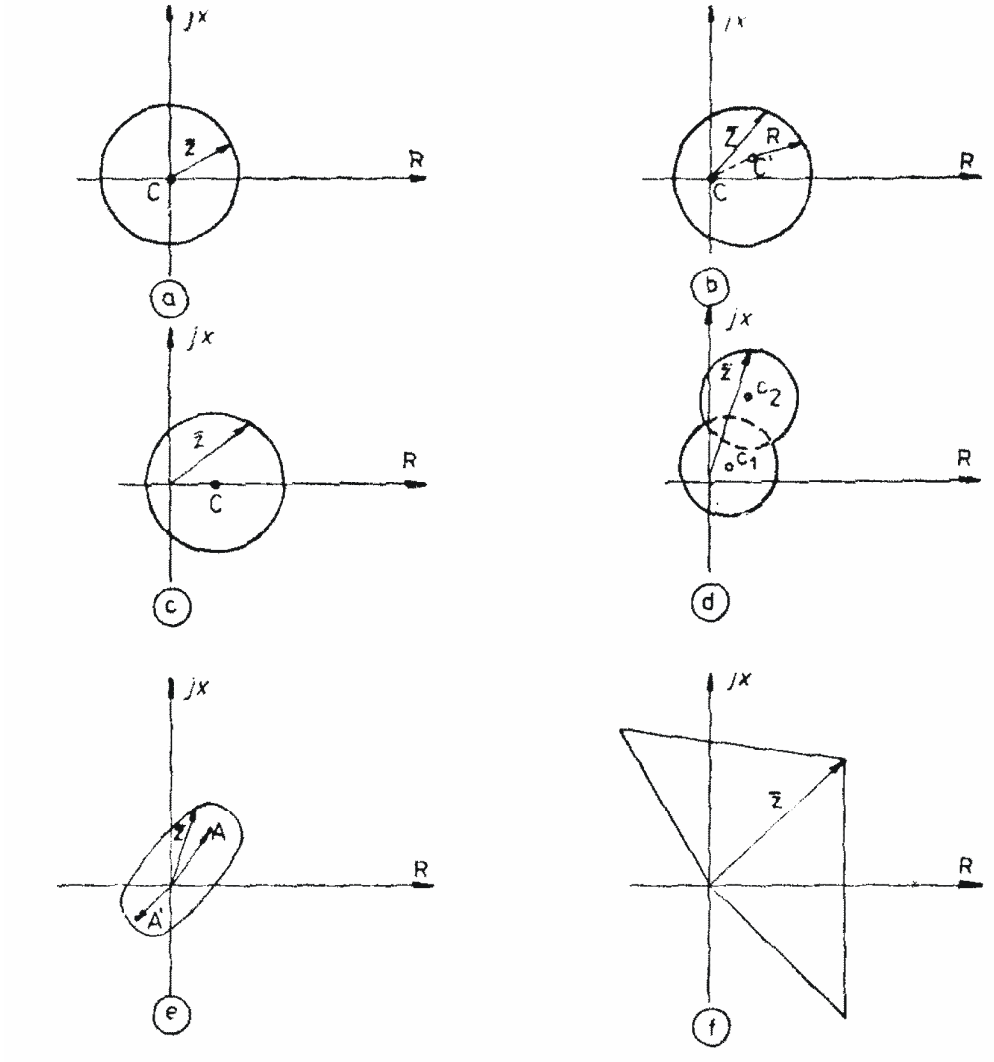


Fig. 6.80. Caracteristici de acționare ale releelor

Pentru înțelegerea modului în care decurge procesul de declanşare prin acțiunea releului de distanță, se studiază fenomenul în planul R-jX (fig.6.81.).

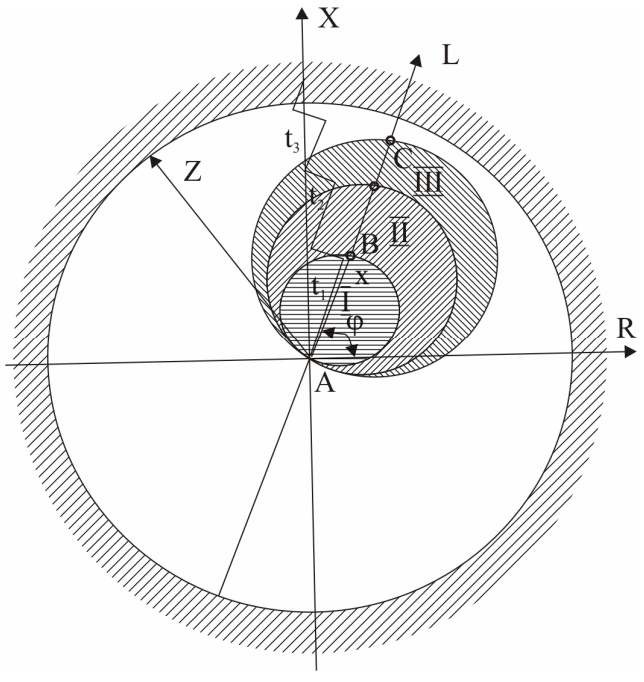


Fig. 6.81. Caracteristica R-X (mho) a releului de distanță

Poziția fazorului impedanței fiecărei linii electrice în plan este dată în cazul unui scurtcircuit prin unghiul φ_L. Originea axelor reprezintă totodată şi locul de montare a releului de distanță care protejează linia AB.

În cazul de defect în zona protejată de releul de distanță acesta intră în funcțiune prin elementul de pornire sau demaraj (releu de impedanță minimă sau releu maximal de curent). Domeniul de declanşare al releului de minimă impedanță este un cerc cu raza egală cu impedanța reglată *Z* având centrul în locul de montaj al releului sau având centrul deplasat pe o axă ce face un unghi φ_L cu axa R. În primul caz, pentru orice impedanță măsurată până la locul defectului, mai mică în valoare absolută decât *Z*, releul comandă pornirea nedirecționată a elementului de măsură al releului de distanță, iar pentru orice impedanță mai mare decât *Z*, declanşarea este blocată.

Elementul de măsură a impedanței este pornit de către elementele de demaraj corespunzătoare fazei afectate de defect şi permite declanşarea rapidă a întreruptorului propriu dacă defectul se află în prima treaptă (între A şi X, adică 80% din linia AB). Restul de 20% al porțiunii AB este acoperit de treapta a doua (t_2).

Defectele pe porțiunea BC vor fi eliminate de către releul de distanță din stația B, în caz de nefuncționare a acestuia, releul de distanță din A intervine eliminând defectul în trepte superioare, ca protecție de rezervă.

Un defect "în spate" poate fi sesizat de elementul de măsură în funcție de mărimea şi forma caracteristicii, dar elementul de direcție nu permite declanşarea decât în treapta nedirecționată.

Protecția diferențială transversală a liniilor cu dublu circuit

În cazul unei linii cu dublu circuit, conform fig. 6.82., având la fiecare capăt câte o protecție maximală direcțională, există pericolul ca pentru un defect pe un circuit să fie deconectate ambele linii.

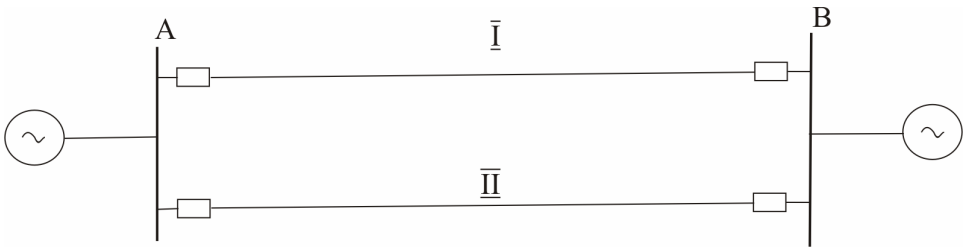


Fig.6.82. Protecţia liniilor dublu circuit

Protecţia care asigură deconectarea rapidă şi selectivă a circuitului defect este protecţia diferenţială transversală direcţională redată în fig. 6.83.

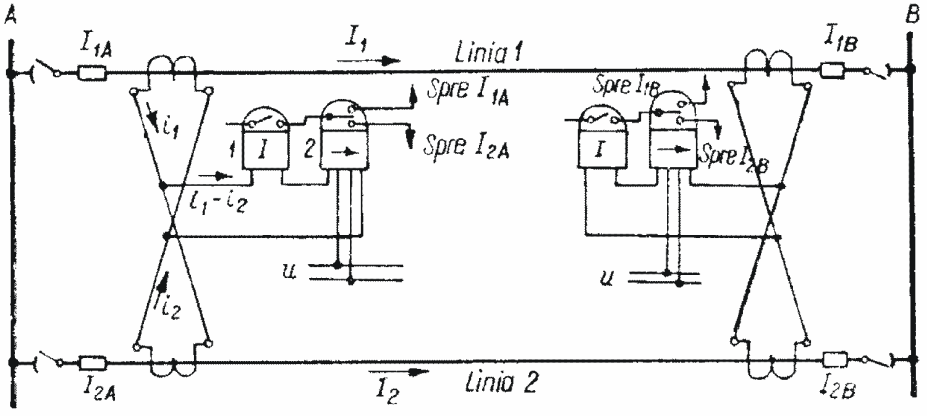


Fig. 6.83. Protecţia diferenţială transversală direcţională

Releul maximal şi bobina de curent a releului direcţional sunt parcurse de diferenţa curenţilor de pe cele două linii. În cazul unui defect I_1 va diferi de I_2, curentul mai mare fiind pe circuitul defect. Echipajul mobil al releului direcţional va fi supus cuplului:

$$M = kU(I_1 - I_2)\cos(\varphi + \alpha)$$

care are un sens dacă $I_1 > I_2$ şi sensul contrar dacă $I_2 > I_1$.

Protecţia comparativă longitudinală

În cazul liniilor electrice scurte, protecţiile descrise până acum nu pot da rezultate satisfăcătoare în ceea ce priveşte deconectarea simultană rapidă de la ambele capete ale liniei. Protecţia comparativă longitudinală asigură deconectarea simultană de la ambele capete ale liniei defecte, oriunde s-ar afla defectul.

Principiul său de funcţionare constă în aceea că ea comandă declanşarea întreruptorului în urma comparării unor mărimi de la cele două capete, mărimi între care există o relaţie determinată. Pentru transmiterea comenzii, respectiv realizarea comparaţiei între mărimile de la cele două capete, este necesară o legătură între cele două capete ale liniei, legătură ce se realizează prin:

- cabluri telefonice;
- cabluri de joasă tensiune;
- canal de înaltă frecvenţă pe conductoarele liniei;
- radio.

Tipurile de protecţii comparative longitudinale sunt redate în fig. 6.84.

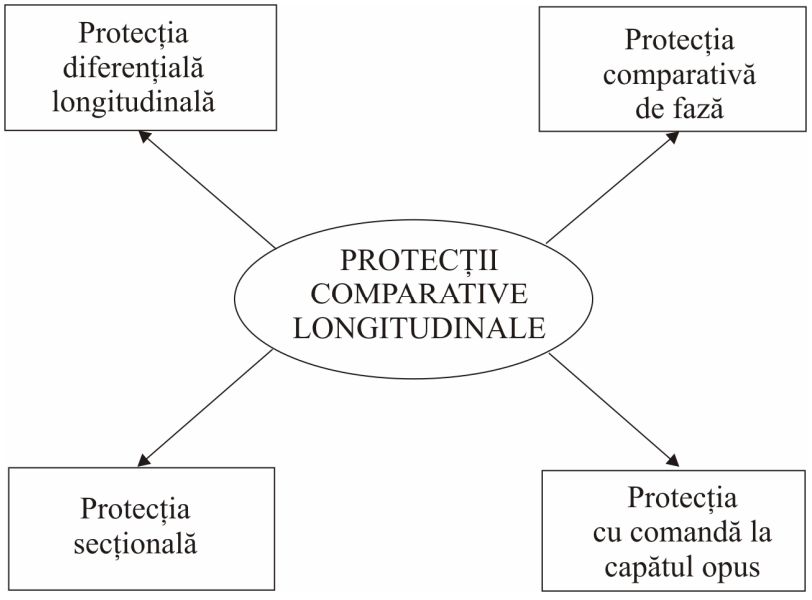


Fig. 6.84. Tipuri de protecții longitudinale

În continuare se va detalia protecția diferențială longitudinală. În fig.6.85. este prezentată o schemă a protecției diferențiale longitudinale, schema cu trei conductoare auxiliare.

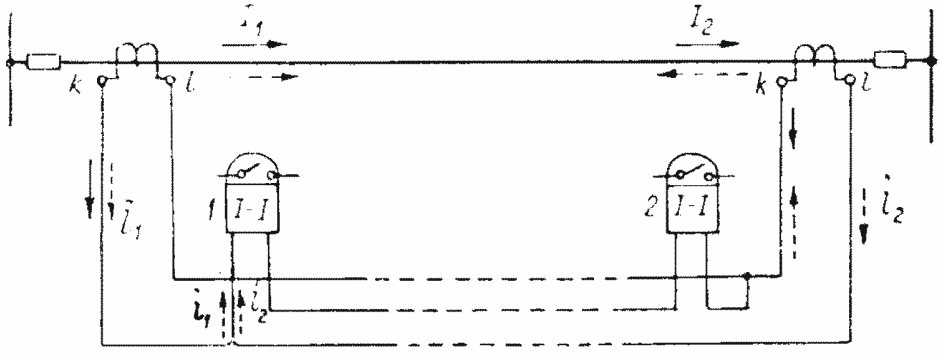


Fig. 6.85. Schemă a protecției diferențiale longitudinale

Sunt comparați curenții secundari ai transformatoarelor de curent de la cele două capete, ca valoare şi fază, aceasta permițând determinarea poziției defectului.

În funcționare normală curenții la cele două capete ale liniei sunt egali ca valoare şi au acelaşi sens, prin releele diferențiale necirculând nici un curent. În cazul unui defect pe linie, sensurile celor doi curenți sunt opuse, releele diferențiale vor fi parcurse de curent şi vor decomanda deconectarea liniei.

O altă schemă de realizare a acestei protecții este cea cu două conductoare auxiliare (fig. 6.86.). Transformatoarele de curent se leagă astfel încât tensiunile electromotoare să fie în opoziție.

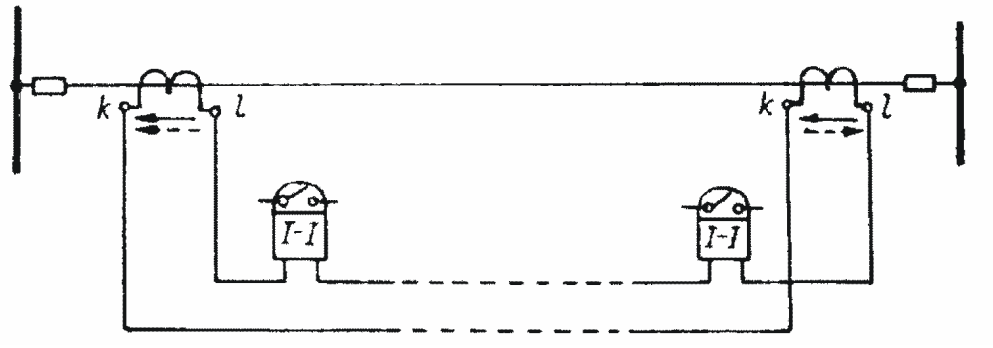


Fig.6.86. Protecție diferențială longitudinală cu două conductoare auxiliare

Deoarece în funcționarea normală transformatoarele de curent ar funcționa în gol, regim inadmisibil, se utilizează transformatoare intermediare speciale prin care se alimentează schema protecției.

6.3.3. PROTECȚIA BARELOR COLECTOARE

Generalități

Scurtcircuitele pe bare reprezintă unul din defectele cele mai grave, din cauza urmărilor pe care le are în exploatare.

Efectele scurtcircuitelor pe bare sunt:

- deteriorări importante ale aparatajului, datorită curenților mari de scurtcircuit
- deconectarea tuturor elementelor racordate la bare

Cauzele cele mai frecvente ale defectelor pe bare sunt:

- supratensiuni atmosferice, care determină străpungerea izolației sau conturnarea izolatoarelor
- defectări ale aparatajului
- manevre greşite

Protecția barelor colectoare se realizează:

- cu ajutorul protecțiilor elementelor racordate la bare
- cu protecții proprii

Centralele şi stațiile electrice importante din sistem sunt echipate pentru protecția barelor cu protecții proprii.

Protecția diferențială de bare

Cea mai răspândită protecție pentru bare este protecția diferențială de bare.

Principiul de funcționare al unei asemenea protecții este indicat în fig. 6.87.

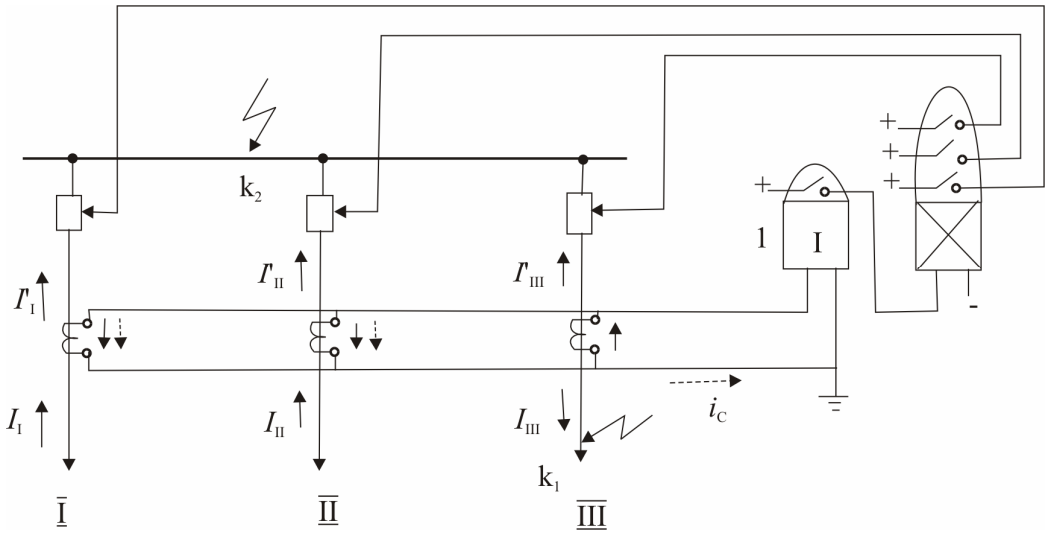


Fig. 6.87. Principiul de funcționare al protecției diferențiale de bare

În funcționare normală sau în caz de scurtcircuit exterior (K1) există relația:

$$\boldsymbol{I_I = I_{II} + I_{III}} = 0$$

În cazul unui scurcircuit interior (K2) curenții de defect alimentează defectul, astfel că în circuitul diferențial rezultă un curent de circulație:

$$i_C = \frac{1}{n_C} I = \frac{1}{n}\left(I'_I + I'_{II} + I'_{III}\right)$$

unde n_c este raportul de transformare al transformatoarelor de curent.

6.3.4. PROTECȚIA MOTOARELOR ELECTRICE

Generalități

Suprasarcina reprezintă cel mai frecvent regim anormal de funcționare al motoarelor electrice. Curenții de suprasarcină au drept cauze:

- la motoarele asincrone:
  - supraîncărcarea mecanismului acționat;
  - scăderea tensiunii de alimentare;
  - întreruperea unei faze de alimentare
- la motoarele sincrone:
  - supraîncărcarea mecanismului acționat;
  - ieşirea din sincronism.

Curenții de suprasarcină determină uzura prematură a izolației.

Dintre defectele motoarelor electrice sunt de menționat următoarele:

- scurtcircuite polifazate statorice;
- puneri la pământ ale unei faze statorice;
- scurtcircuite între spirele aceleiaşi faze a înfăşurării statorice.

Principalele tipuri de protecții ale motoarelor electrice asincrone şi sincrone cu

tensiunea peste 1 kV sunt reprezentate în fig. 6.88.

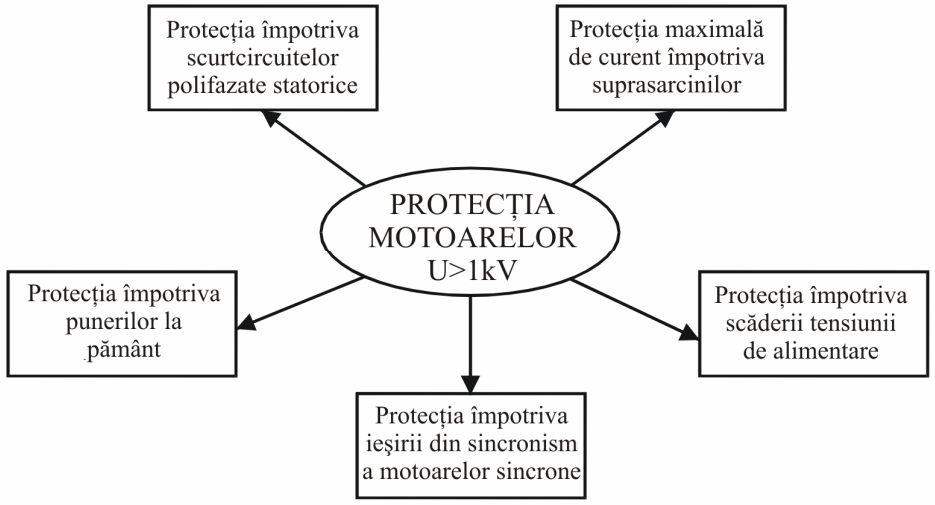


Fig. 6.88. Tipuri de protecții ale motoarelor electrice

Protecția împotriva scurtcircuitelor polifazate statorice

Pentru această protecție se folosesc:

- protecții maximale de curent;
- protecții de curent diferențiale longitudinale.

Schema principială a unei protecții maximale de curent pentru un motor electric este redată în fig. 6.89.

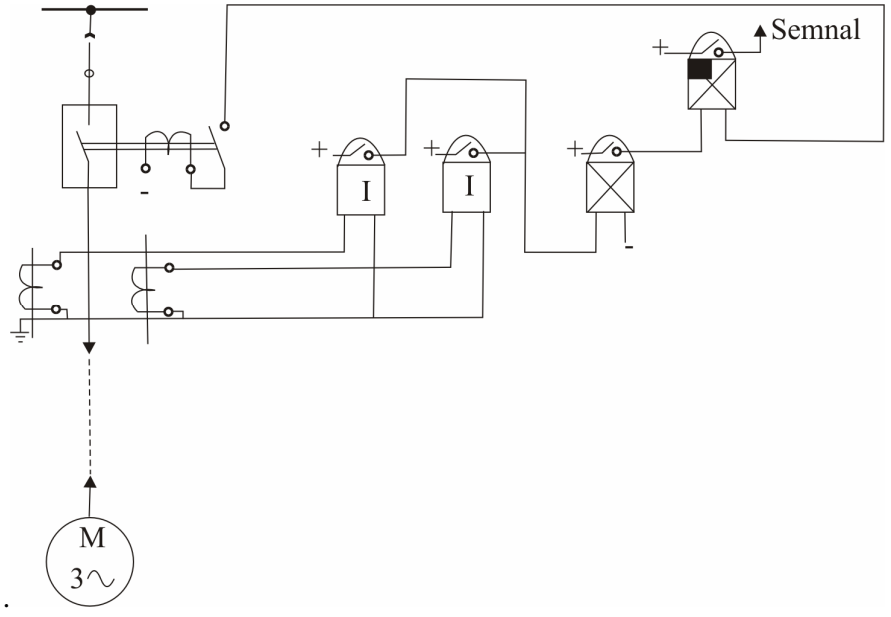


Fig. 6.89. Schema principială a unei protecții maximale de curent

Protecțiile maximale de curent împotriva scurtcircuitelor acționează fără temporizare, deoarece motoarele reprezintă ultimul element al rețelei.

În ceea ce privește protecția de curent diferențială longitudinală, aceasta se utilizează

pentru motoare mari (P>5000 kW).

În fig.6.90. este redată schema protecţiei de curent diferenţială longitudinală cu relee de curent, montată pe două faze.

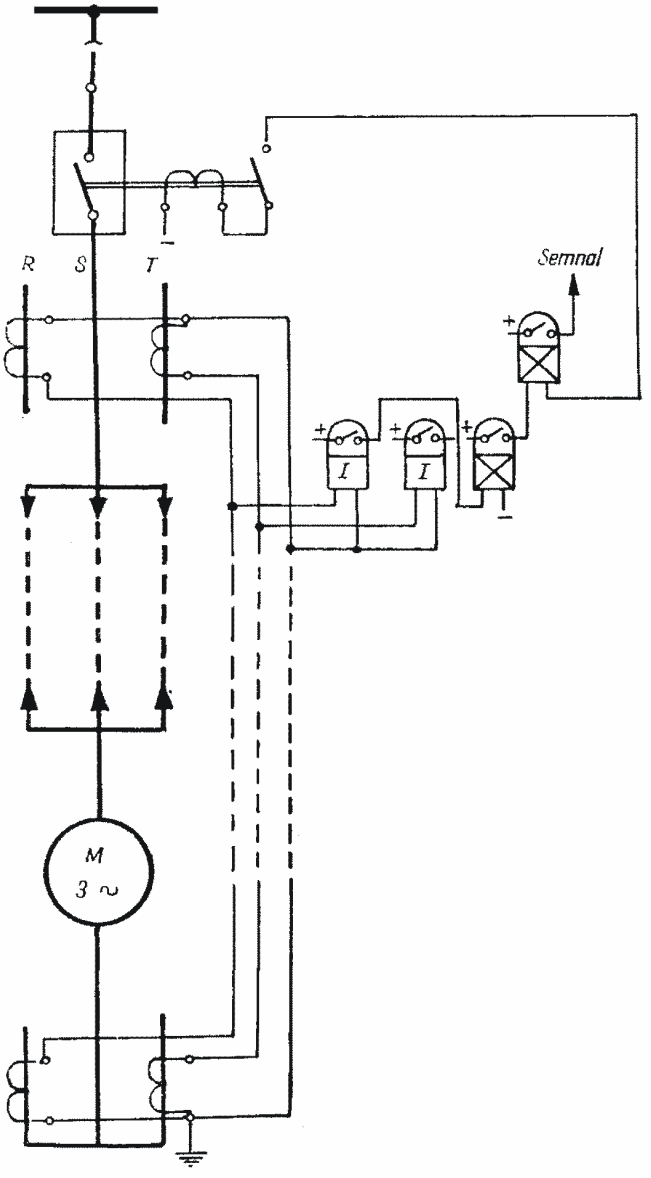


Fig.6.90. Schema protecţiei de curent diferenţială longitudinală

Protecţia maximală de curent împotriva suprasarcinilor

Această protecţie se utilizează la motoare electrice ale căror mecanisme se pot supraîncărca din motive tehnologice.

Protecţia împotriva suprasarcinilor se realizează cu relee maximale de curent cu caracteristică semidependentă şi acţionează la semnalizare sau la descărcarea automată a mecanismelor.

La motoare pentru care nu se poate reduce sarcina fără oprire sau la cele fără supra-

veghere permanentă, precum şi la cele cu condiţii grele de pornire sau autopornire, se utilizează acţionarea protecţiei la declanşare.

În fig.6.91. este redată schema protecţiei unui motor electric împotriva suprasarcinilor şi scurtcircuitelor.

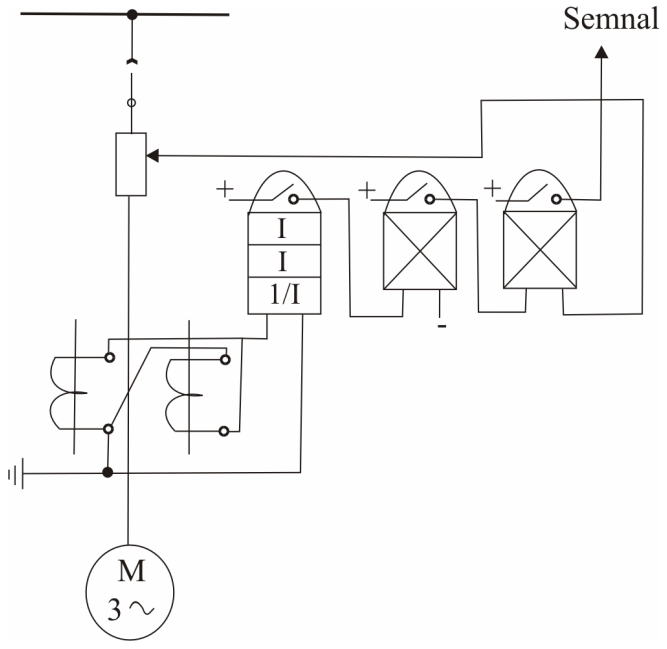


Fig.6.91. Schema protecţiei unui motor electric împotriva suprasarcinilor

Protecţia împotriva punerilor la pământ

Protecţiile contra punerilor la pământ ale motoarelor trebuie să fie sensibile la curenţi primari de punere la pământ de ordinul 5 - 15 A. Se utilizează în general protecţii maximale de curent homopolar sau protecţii cu releu direcţional de procese tranzitorii.

Protecţia comandă declanşarea, fără temporizare, a întreruptorului motorului, în cazul motoarelor sincrone comandând şi declanşarea întreruptorului dispozitivului de dezexcitare rapidă.

Protecţia împotriva scăderii tensiunii de alimentare

Această protecţie are rolul:

- De a preveni încălzirea motoarelor
- De a asigura deconectarea unora pentru uşurarea regimului de autopornire a altora
- De a crea condiţiile necesare de desfăşurare a procesului tehnologic.

Protecţia contra ieşirii din sincronism a motoarelor sincrone

Întreruperea unei faze a reţelei de alimentare, scăderea tensiunii pot provoca ieşirea din sincronism a motoarelor sincrone.

La trecerea din regim sincron în regim asincron apar pendulări ale curentului statoric, în înfăşurarea rotorică circulă o componentă alternativă a curentului şi se modifică unghiul de defazaj între curentul şi tensiunea din stator.

Protecţii utilizate împotriva funcţionării în regim asincron:

- Protecţie maximală acţionând la apariţia curentului alternativ în înfăşurarea de excitaţie
- Protecţie de suprasarcină
- Protecţie care sesizează modificarea unghiului de defazaj între curentul şi tensiunea din stator.

Un exemplu de protecţie care sesizează pierderea sincronismului la apariţia componentei alternative de curent în înfăşurarea de excitaţie este redată în fig. 6.92. [10]

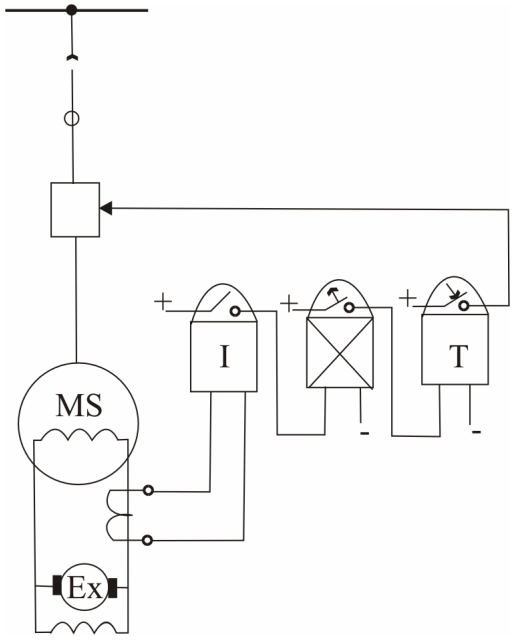


Fig. 6.92. Protecţie la pierderea sincronismului

6.3.5. PROTECŢII STATICE ŞI NUMERICE. PRINCIPII DE FUNCŢIONARE

Protecţii statice

Creşterea performanţelor dispozitivelor electronice, în special a dispozitivelor cu semiconductoare, a dus la realizarea unor sisteme statice de comutaţie care elimină dezavantajele releelor clasice.

Un element de comutaţie statică înlocuieşte releul electromagnetic realizând în circuitul său electric o funcţie echivalentă fără să prezinte părţi în mişcare.

În fig. 6.93. [16] este ilustrată comparativ structura unui releu electromagnetic şi unul static.

În cazul releului static, dacă b_1 nu este acţionat, tranzistorul T nu primeşte curent în bază, joncţiunea C-E prezentând o rezistenţă mare, B_1 fiind stins. Acţionând b_1, curentul în baza tranzistorului determină o rezistenţă redusă a joncţiunii iar B_1 se aprinde.

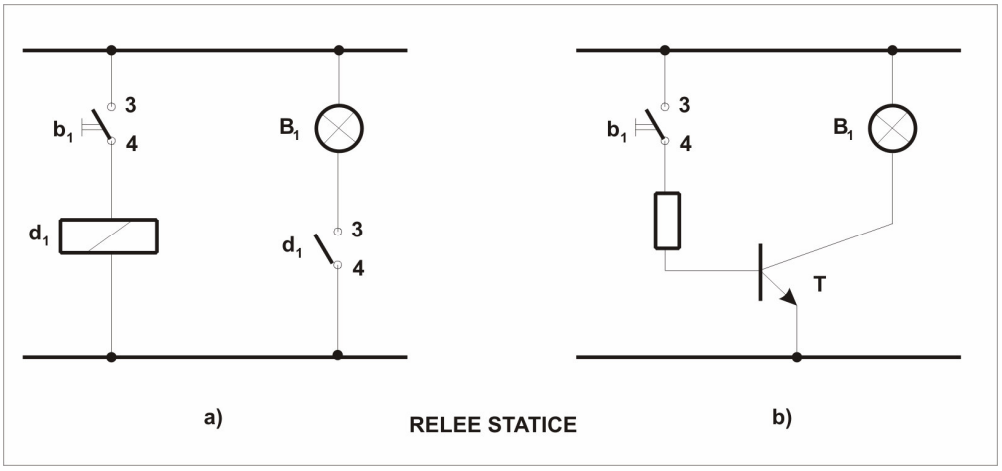


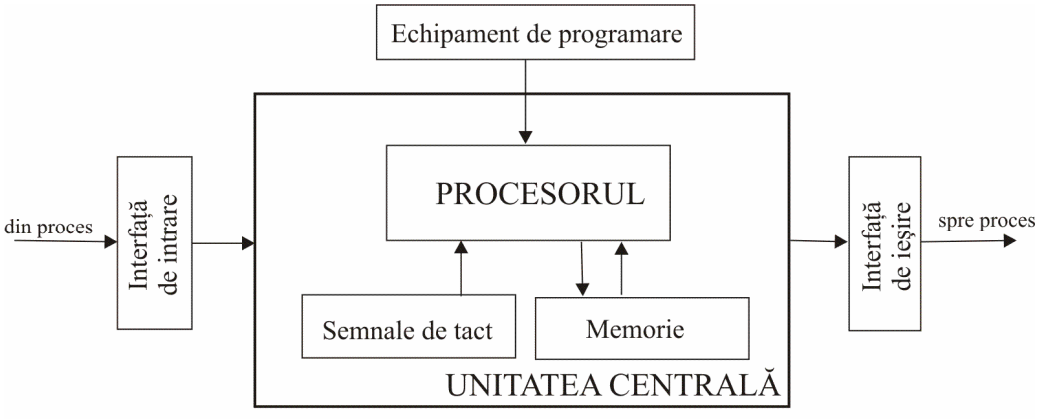
Fig. 6.93. Structura unui releu electromagnetic

Protecții numerice

După ce de curând în domeniul protecției instalațiilor electroenergetice, tehnologia releelor electromecanice a fost înlocuită cu protecția electronică (statică), în prezent ne aflăm în fața unei noi cotituri: *tehnologia microprocesoarelor* care nu se opreşte nici în fața acestui domeniu, dimpotrivă, microprocesorul este predestinat dificilelor probleme de] măsură în domeniul protecțiilor.

În esență protecția electronică a înlocuit partea mecanică a protecției electromecanice, prin aceasta devenind mai fiabilă, mai puțin voluminoasă şi mai rapidă. Această a doua generație va fi înlocuită mult mai repede de o a treia generație, protecția digitală (numerică) care nu mai înlocuieşte doar anumite părți din protecția anterioară, dar permite chiar o modificare a principiului de bază.

În fig. 6.94 [16] este redată structura generală a unei protecții numerice iar în fig. 6.95. [17] este reprezentată arhitectura unei protecții numerice de distanță pentru linii electrice aeriene de 110kV.



STRUCTURA UNUI ECHIPAMENT CU LOGICĂ PROGRAMATĂ

Fig. 6.94. Structura generală a unei protecții numeric

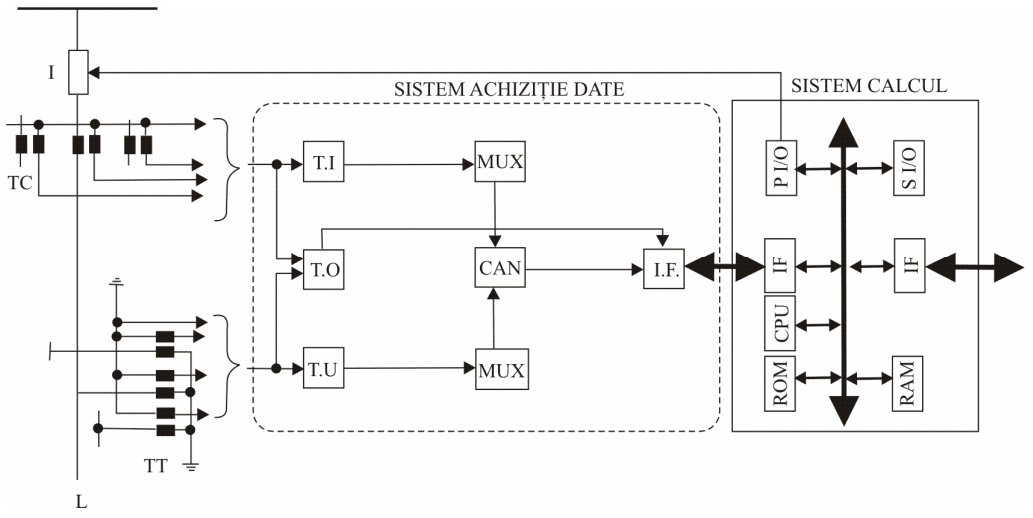


Fig. 6.95. Arhitectura unei protecții numerice de distanță

6.4. CIRCUITE DE COMANDĂ ŞI CONTROL

6.4.1. CIRCUITE SECUNDARE

Descriere generală

Operațiile de urmărire a parametrilor, de intervenție asupra echipamentelor primare din centrale şi stații electrice, în scopul menținerii parametrilor în limitele prescrise sau de schimbare a configurației rețelei de transport, se realizează prin intermediul *circuitelor secundare.*

Circuitele secundare îndeplinesc funcțiile de control şi de comandă.

În acest sens se deosebesc următoarele categorii de circuite secundare [9]:

a) *de control*

• Circuitele de măsură (indicatoare, înregistratoare şi integratoare), care conțin aparatele cu ajutorul cărora se obțin valorile principalilor parametrii ai energiei electrice: curent, tensiune, frecvență, putere activă şi reactivă, energie activă şi reactivă.

• Circuitele de semnalizare, care cuprind acele elemente cu ajutorul cărora se indică personalului de exploatare poziția aparatelor de comutație primară (întreruptoare şi separatoare) - semnalizarea de poziție, apariția unor avarii - semnalizarea de avarie, respectiv apariția unor regimuri anormale în funcționarea instalațiilor - semnalizarea preventivă.

• Circuitele pentru înregistrări diverse, care conțin echipamentele cu ajutorul cărora se înregistrează diferite mărimi electrice în anumite perioade de timp (de exemplu, osciloperturbograful care efectuează înregistrări numai la incidente).

b) *de comandă*

• Circuitele de comandă (acționare) voită, care cuprind acele elemente cu ajutorul cărora se acționează de către operator, de la distanță, diverse mecanisme aparținând aparatelor de comutație şi de reglaj.

• Circuitele de blocaj operativ, care conțin acele elemente cu ajutorul cărora se împiedică efectuarea manevrelor greşite.

• Circuitele de protecție, care conțin acele elemente care realizează automat (fără intervenția omului) scoaterea din funcțiune a unei instalații atunci când apare pericolul distrugerii acesteia datorită unei suprasolicitări de natură termică sau electrodinamică.

În fig. 6.96. şi 6.97. sunt redate funcțiunile, respectiv categoriile de circuite secundare.

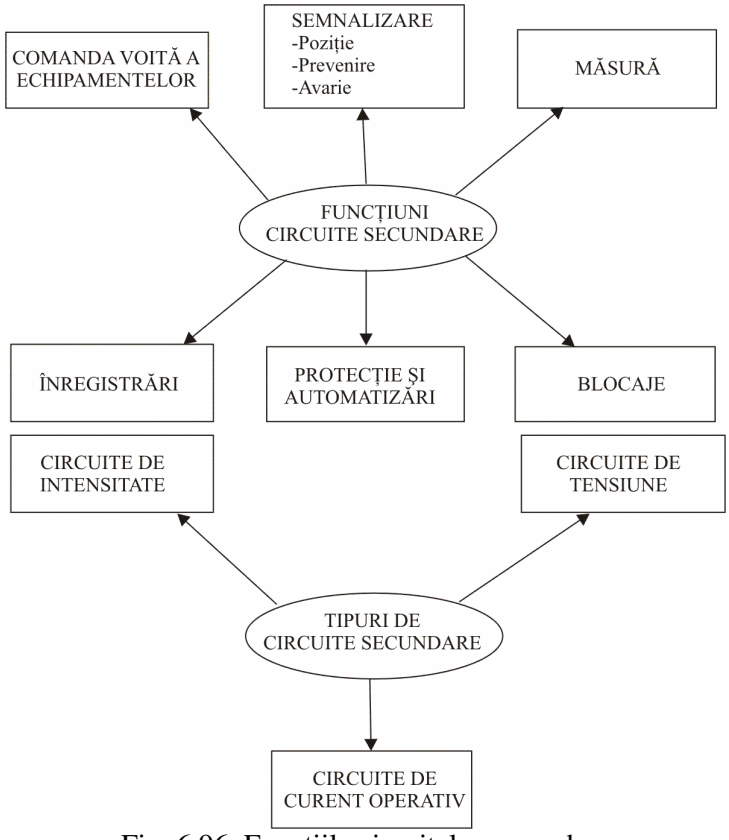


Fig. 6.96. Funcțiile circuitelor secundare

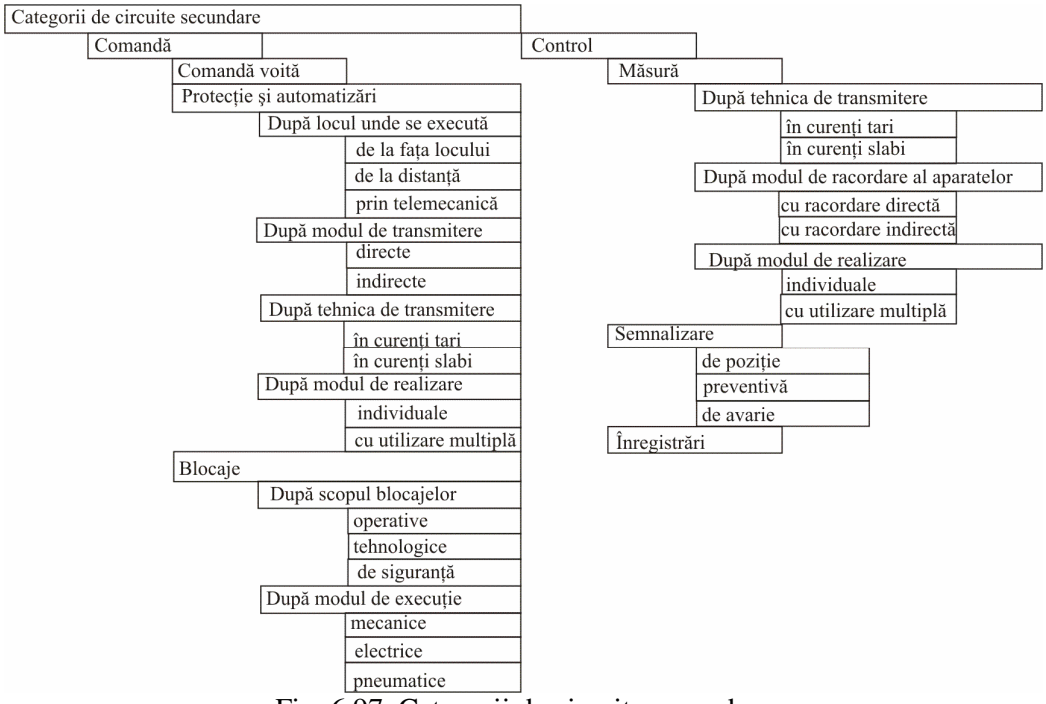


Fig. 6.97. Categorii de circuite secundare

Circuitele secundare reprezintă un ansamblu de circuite electrice formate din sursă, receptori (consumatori) conectați serie, paralel sau serie-paralel şi elemente de legătură.

Din acest punct de vedere deosebim următoarele tipuri de circuite secundare:

• circuite de intensitate (circuite de curent alternativ) având ca sursă de alimentare secundarele transformatoarelor de curent.
• circuite de tensiune (circuite de tensiune alternativă) având ca sursă de alimentare secundarele transformatoarelor de tensiune.
• circuite de curent operativ (circuite de curent continuu) având ca sursă de alimentare bateria de acumulatori.

În fig. 6.98, 6.99, şi 6.100. sunt redate structurile celor trei tipuri de circuite secundare [9]

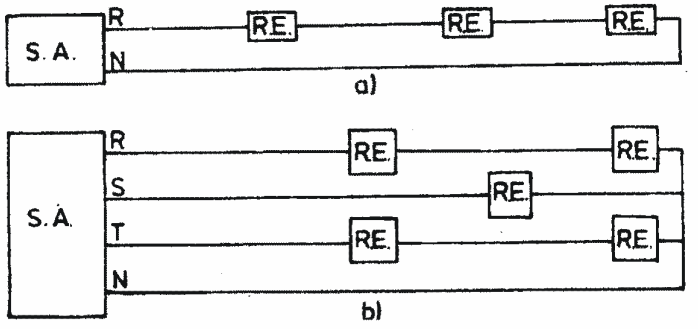


Fig. 6.98. Structura circuitelor de intensitate
a-circuite monofazate; b-circuite polifazate (trifazate)
S.A.-sursa de alimentare; R.E. receptor electric

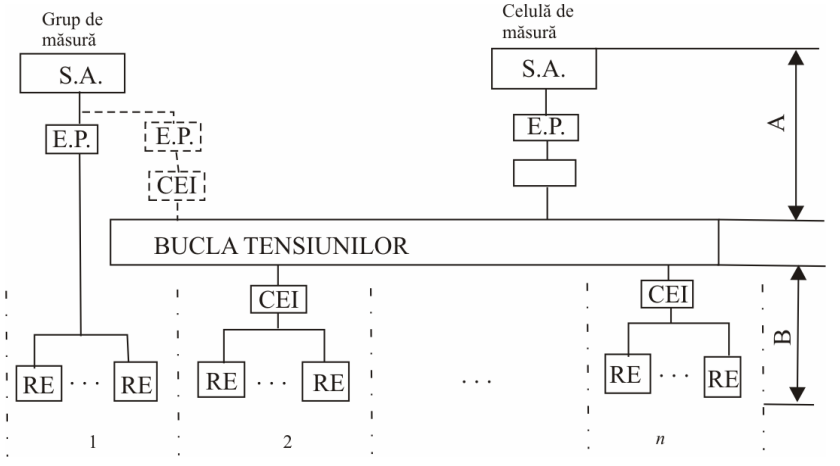


Fig. 6.99. Structura circuitelor de tensiune
E.P.-element de protecție; C.E.I.-control element intermediar

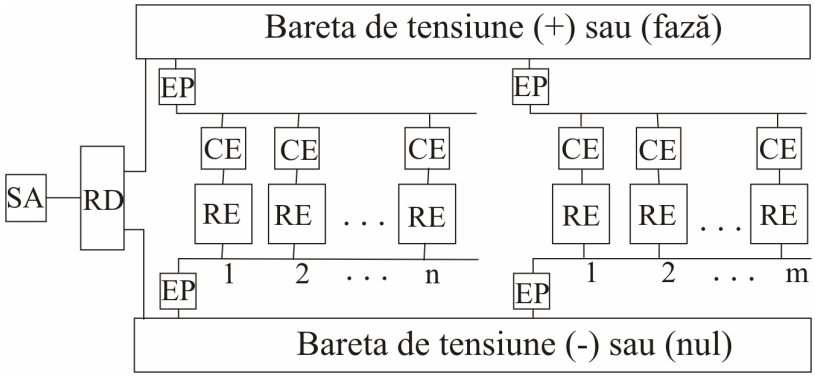


Fig. 6.100. Structura circuitelor de curent operativ
R.D.-rețeaua de distribuție; C.E. contacte electrice

Alimentarea circuitelor secundare

a) Alimentarea circuitelor de intensitate

Circuitele de intensitate au ca sursă de alimentare secundarele transformatoarelor de curent. În figura 6.101. este indicată schema de principiu a unui transformator de curent. Transformatorul de curent nu trebuie să influențeze tensiunea din circuitul primar. Între curentul primar I şi cel secundar i există relația:

$$\underline{I} = \underline{I}_0 + \frac{w}{W}\underline{i} = \underline{I}_0 + n_c \underline{i}$$

unde: I_0- curent de magnetizare

W şi w - numărul de spire primare şi secundare

I_0 este proporțional cu căderea de tensiune de la bornele înfăşurării secundare, deci de sarcina secundară.

Un curent de magnetizare minim se obține când căderea de tensiune în transformator este datorită doar rezistenței şi reactanței inductive a înfăşurărilor primară şi secundară. Este cazul regimului de funcționare cu înfăşurarea secundară legată în scurtcircuit, de fapt funcționarea normală a unui transformator de curent.

În cazul regimului cu înfăşurarea secundară în gol, deci $i = 0 \Rightarrow \boldsymbol{I = I_0}$, întregul curent primar servește pentru magnetizare, conducând la formarea unui flux exagerat în miezul de fier, încălzirea acestuia peste limita admisibilă şi în final deteriorarea transformatorului.

În fig. 6.101. sunt indicate schemele de conectare a transformatoarelor de curent.

b) Alimentarea circuitelor de tensiune

Circuitele de tensiune au ca sursă de alimentare secundarele transformatoarelor de tensiune.

În fig. 6.102 este indicată schema de principiu a unui transformator de tensiune. Transformatorul de tensiune nu trebuie să influențeze curentul din circuitul primar, adică $\boldsymbol{I_3}$ să fie minim, deci impedanța de sarcină $\boldsymbol{Z_S} \to \infty$, echivalent cu regimul de mers în gol al transformatorului de tensiune.

Transformatoarele de tensiune sunt de două tipuri:

- inductive
- capacitive

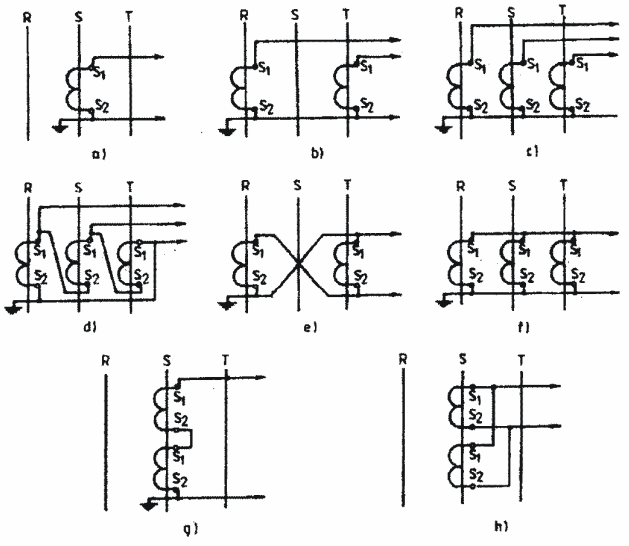


Fig. 6.101. Scheme de conectare a transformatoarelor de tensiune

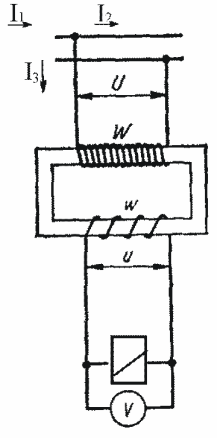


Fig. 6.102. Schema de principiu al unui transformator de tensiune

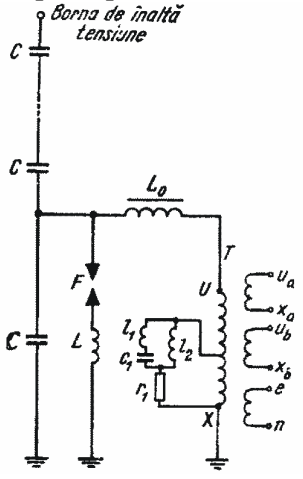


Fig. 6.103. Schema de principiu a unui transformator de tensiune capacitiv

În fig.6.103. este indicată schema de principiu a unui transformator de tensiune capacitiv.

Cele mai uzuale conexiuni ale transformatoarelor de tensiune sunt redate în fig.6.104. pentru medie tensiune şi fig. 6.105. pentru înaltă tensiune.

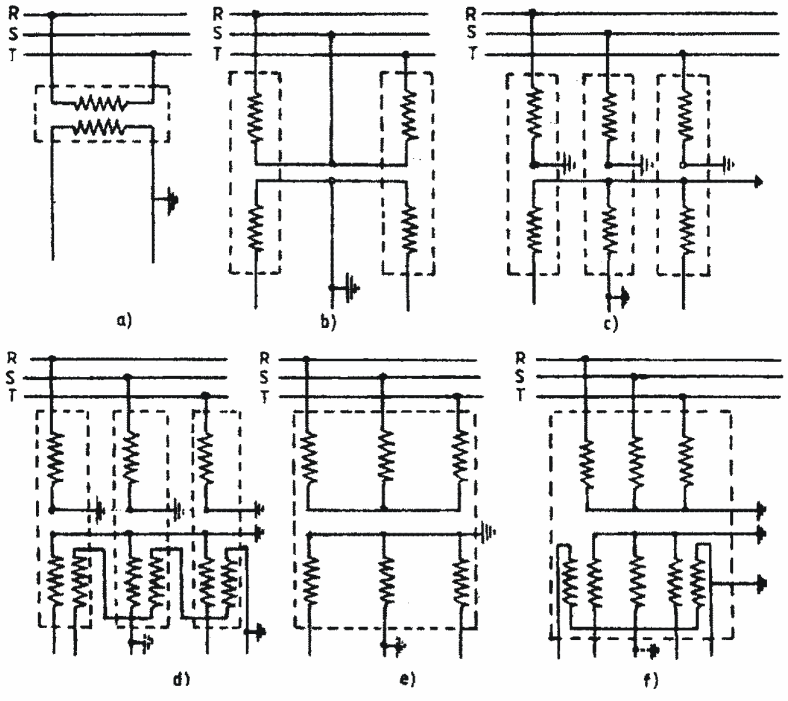


Fig. 6.104. Conexiunile transformatoarelor de medie tensiune

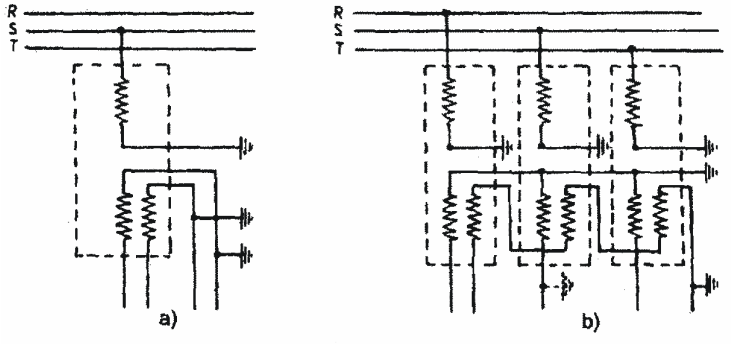


Fig. 6.105. Conexiunile transformatoarelor de înaltă tensiune şi de medie tensiune

Aparatele de protecţie şi de automatizare pot fi alimentate cu tensiune alternativă în mai multe moduri, funcţie de schema circuitelor primare şi de necesităţile protecţiei sau automatizării.

Cele mai uzuale scheme de alimentare sunt redate în fig. 6.106.

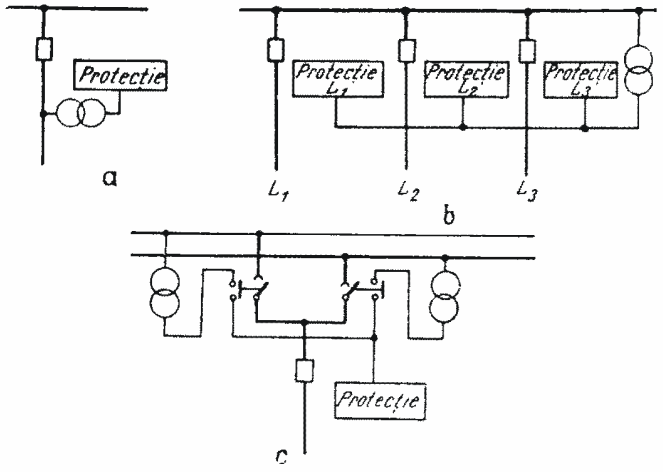


Fig. 6.106. Scheme de alimentare a aparatelor de protecție
a-cu autotransformator propriu; b-cu autotransformator comun la un sistem simplu de bare; c-cu autotransformator comun la un sistem dublu de bare

c) Alimentarea circuitelor de curent operativ

În mod obişnuit, în centrale, staţii electrice se prevede o singură baterie de acumulatori. În mod excepţional se poate prevedea şi o baterie de rezervă. Pentru fiecare baterie este prevăzută câte o sursă de încărcare permanentă (IP) - care asigură consumul de durată din regim normal şi curentul de autodescărcare a bateriei) care lucrează în regim tampon cu bateria.

Schemele reţelelor de distribuţie a curentului continuu la consumatori depind de numărul de surse şi de importanţa consumatorilor.

Fiecare baterie de lucru va fi racordată la un sistem de bare colectoare.

În fig. 6.107. [9] se indică schemele electrice de principiu pentru alimentarea barelor de curent continuu din panourile de servicii proprii de curent continuu.

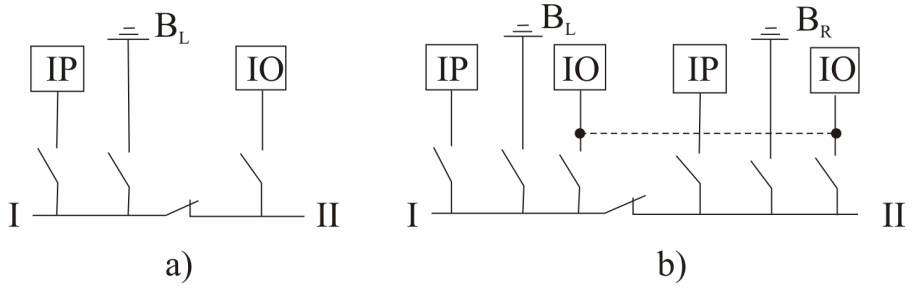


Fig. 6.107. Schemele electrice pentru alimentarea barelor de curent continuu
I.O.-sursă de încărcare ocazională; I.P.- sursă de încărcare permanentă

Modul de alimentare a baretelor de curent continuu la o staţie de 110/20 kV este redat în fig. 6.108. [9].

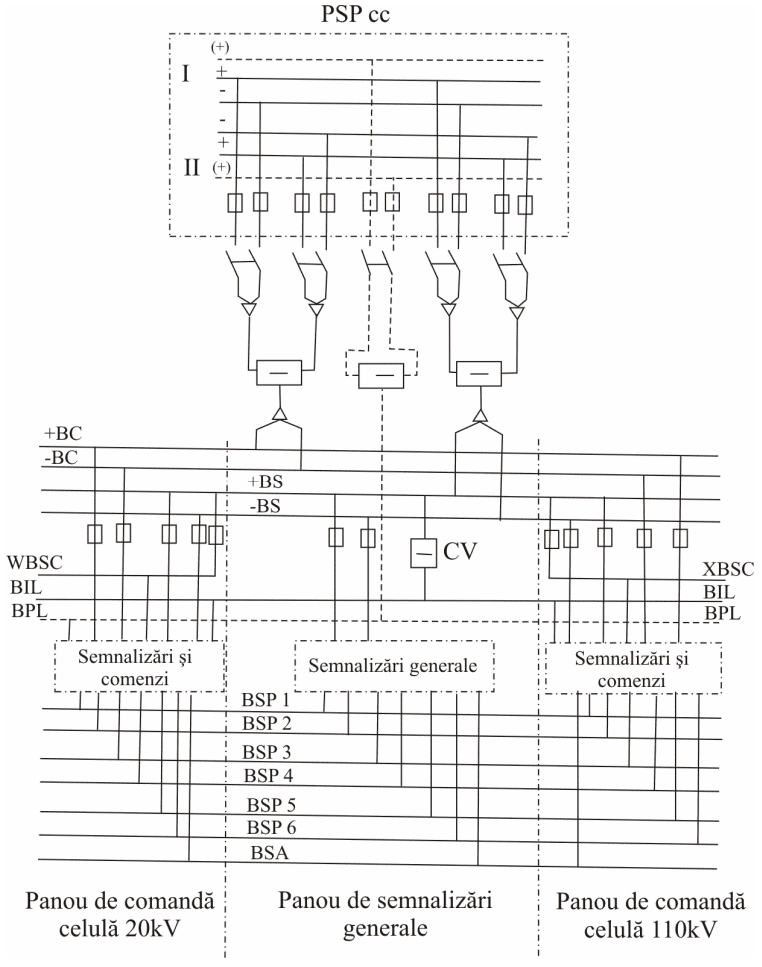


Fig. 6.108. Alimentarea baretelor de curent continuu

Semnificaţia marcării baretelor este redată în tabelul 6.2.

Tabelul 6.2.
Semnificaţia marcării baretelor

MARCA	SEMNIFICAŢIA
± BC	■ alimentare circuite comandă, protecţie, automatizare
± BS	■ alimentare circuite semnalizare
BPL	■ semnalizare poziţie neconformă
(w)XBSC	■ alimentare circuite semnalizare de avarie şi preventive
BI; BIL	■ aprinderea schemei, încercarea lămpilor
BSA	■ semnalizări acustice a declanşării de avarie
BSP-1; BSP-2	■ semnalizări preventive netemporizate
BSP-3; BSP-4	■ semnalizări preventive temporizate
BSP-5; BSP-6	■ semnalizări optice
BCN	■ semnalizare clapetă neridicată

6.4.2. CIRCUITE DE COMANDĂ

Comanda de la distanță a aparatelor de comutație (întreruptoare, separatoare) şi a aparatelor de reglaj (ex.: dispozitiv de acționare al comutatorului de ploturi) constă în stabilirea unui impuls de comandă, urmare unei acționări manuale asupra elementului de comandă sau a unei acționări automate şi transmiterea acestui impuls elementului de execuție.

Circuite de comandă voită

În cazul unui întreruptor, circuitele de comandă reprezintă circuitele prin intermediul cărora se pun sub tensiune bobinele de acționare ale dispozitivului de acționare a acestuia.
În fig.6.109.[9] este redată schema principală de comandă a unui întreruptor.
Comanda de anclanşare A_c respectiv cea de declanşare D_c se realizează prin transmiterea unui impuls de comandă (plusul (+) baretei BC) unei bobine de anclanşare BA, respectiv de declanşare BD.

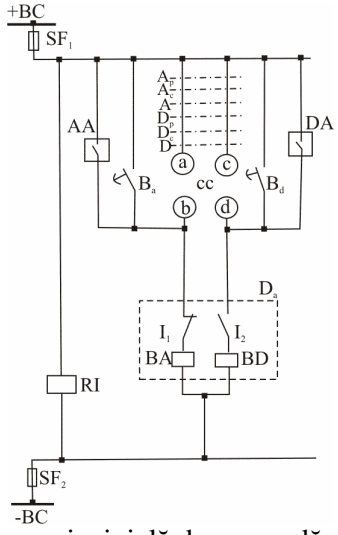


Fig. 6.109. Schema principială de comandă a unui întreruptor

Impulsul de comandă se poate stabili la:

- cheia de comandă C_c
- butonul de comandă B_a, B_d
- releu intermediar al unui dispozitiv de automatizare AA, DA

Alimentarea circuitelor decomandă se realizează prin siguranțe fuzibile SF de la baretele de comandă. Starea siguranțelor fuzibile este supravegheată cu ajutorul unui releu intermediar RI.

Circuite pentru automatizări şi protecții

Un sistem automat se compune din:

- instalația automatizată (IA) - instalația primară asupra căreia se efectuează controlul şi comanda.
- dispozitivul de automatizare (DA) reprezentat de ansamblul elementelor de circuite secundare care asigură efectuarea controlului şi comenzii asupra IA.

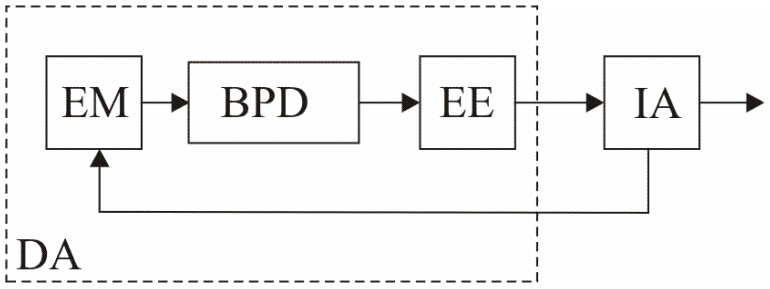


Fig. 6.110. Schema de principiu a unui sistem automat

Schema de principiu a unui sistem automat este reprezentată în fig. 6.110. [9] şi este compus din:

- element de măsură (EM) primeşte de la IA informaţiile asupra regimului de funcţionare a acesteia.
- bloc prelucrare şi decizie (BPD) - stabileşte dacă IA este în regim anormal de funcţionare.
- element de execuţie (EE) - efectuează schimbările necesare în funcţionarea instalaţiei de automatizare.

Protecţia prin relee este cea mai răspândită automatizare având ca scop principal detectarea avariei şi deconectarea elementului avariat, în vederea evitării extinderii avariei. Protecţia prin relee cuprinde ansamblul aparatelor şi dispozitivelor destinate să comande automat deconectarea instalaţiei electrice protejate în cazul apariţiei unui defect.
În fig.6.111 şi 6.112. se redau schema de principiu respectiv schema desfăşurată pentru protecţia de curent homopolar direcţionată temporizată.

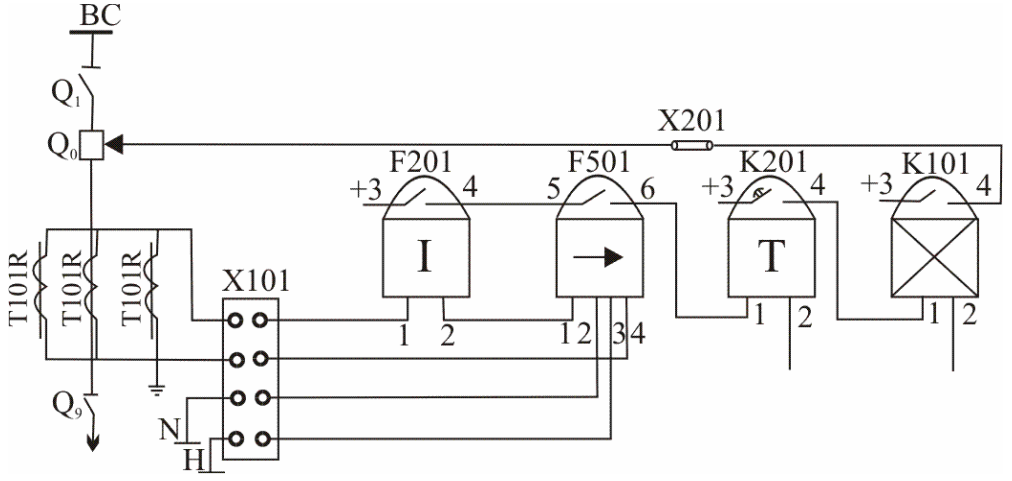


Fig. 6.111. Schema de principiu a protecţia de curent homopolar direcţionată temporizată

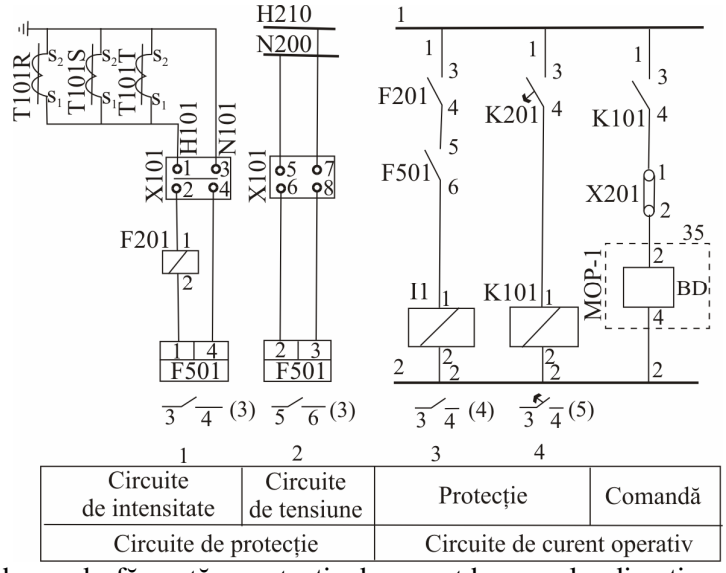


Fig. 6.112. Schema desfăşurată a protecția de curent homopolar direcționată temporizată

Circuite pentru blocaje

Manevrele în instalațiile electroenergetice trebuie să se poată executa numai cu îndeplinirea anumitor condiții.

În cazul separatoarelor, condițiile impuse la realizarea blocajelor în manevrarea acestora se bazează pe principiul după care un separator nu are voie să fie manevrat când la bornele lui pe timpul manevrării, există îndeplinite condițiile apariției arcului electric. Blocajele operative (pentru evitarea manevrelor greşite) se pot realiza:

- mecanic
- pneumatic
- electromagnetic
- electric

Blocajul electric constă dintr-un releu intermediar având un contact normal deschis inclus în circuitul de comandă al separatorului.

Alimentarea acestui releu se realizează prin circuitele de blocaj şi va fi excitat numai dacă condițiile de manevrare ale separatorului sunt îndeplinite.

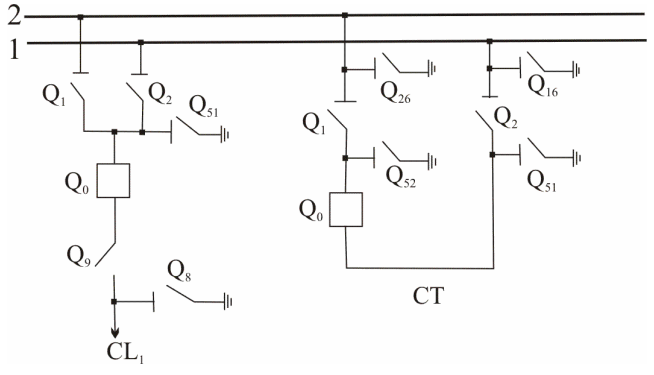


Fig. 6.113. Condițiile de blocaj ale separatoarelor

În cazul unei celule de linie (fig. 6.113) [9] condițiile de blocaj ale separatoarelor sunt:

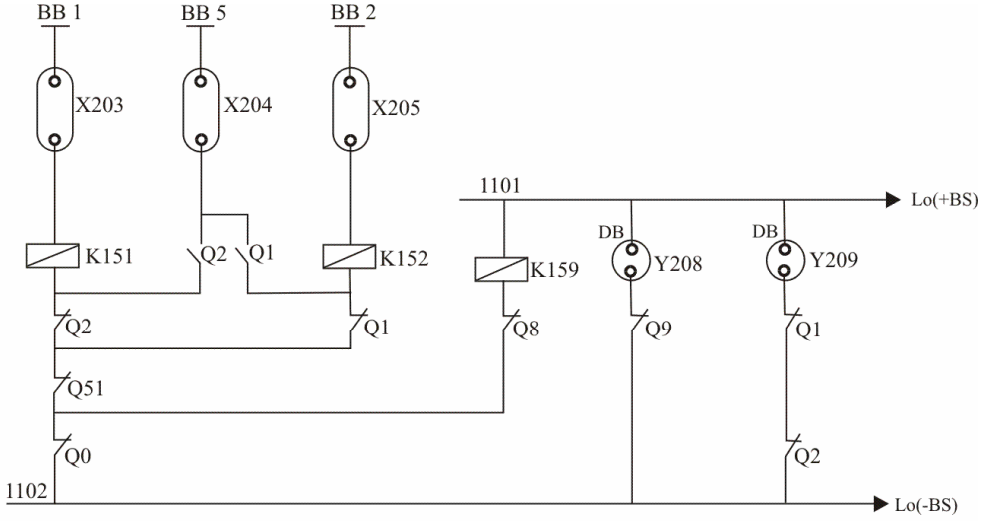
• cuțitele de legare la pământ Q_8 şi Q_{51} pot fi manevrate doar dacă Q_9 respectiv Q_1 şi Q_2 sunt deschise

• Q_9 poate fi manevrat dacă întreruptorul Q_0 şi cuțitul de legare la pământ Q_8 sunt deschise.

• Q_1 sau Q_2 poate fi manevrat dacă Q_0, cuțitele de legare la pământ Q_{51} şi cel corespunzător barei la care este racordat (Q_{26} respectiv Q_{16}) şi respectiv celălalt separator de bare (Q_2 respectiv Q_1) sunt deschise.

• Dacă Q_0 este închis, Q_1 sau Q_2 poate fi manevrat numai dacă cupla transversală (Q_1, Q_2 şi Q_0 al cuplei transversale) şi celălalt separator de bare (Q_2 respectiv Q_1) sunt închise.

Schema de blocaj a celulei de linie care respectă condițiile impuse anterior este redată în fig.6.114. [9].



Blocaj separator de bare Q1	Blocaj separator de bare Q2	Blocaj separator de linie Q9	Blocaj cuțit de punere la pământ Q8	Blocaj cuțit de punere la pământ Q51

Fig. 6.114. Schema de blocaj a unei celule de linie

S-au notat cu Q_i contacte suplimentare ale întreruptorului şi separatoarelor.

Plusul şi minusul ajunge la elementele de blocaj fie direct fie prin buclele de blocaj BB-1, BB-2 şi BB-5.

În fig. 6.115. [9] se arată în ce condiții ajung buclele de blocaj sub tensiune, aceasta reprezentând o schemă generală de blocaj.

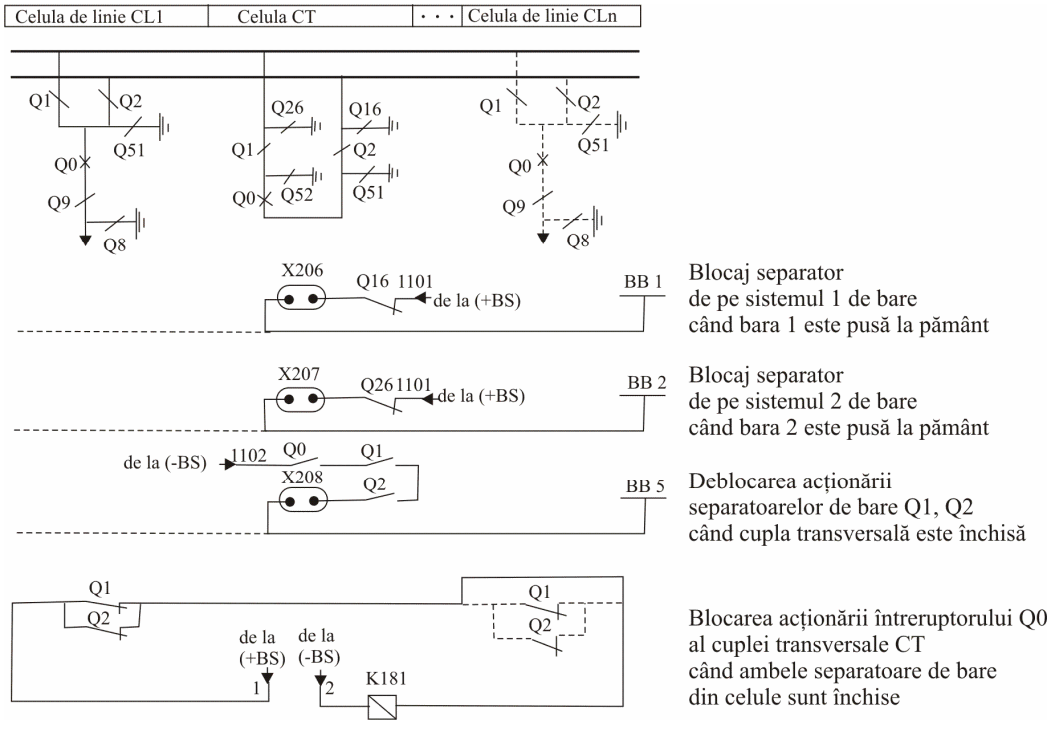


Fig. 6.115. Condițiile buclelor de blocaj

6.4.3. CIRCUITE DE CONTROL

Circuite de măsură

Schemele circuitelor de măsură indică modul de conectare a aparatelor de măsură la sursele de alimentare precum şi legăturile dintre barele lor. Circuitele de măsură cuprind atât circuite de intensitate cât şi circuite de tensiune.

Bobinele de curent ale aparatelor de măsură se leagă în serie, fiind alimentate de la secundarele transformatoarelor de curent destinate pentru măsură. Bobinele de tensiune se leagă în paralel alimentându-se de la secundarele transformatoarelor de tensiune.

În fig.6.116 [9] este prezentată schema desfăşurată de măsură a unei celule de linie cu grup de măsură propriu iar în fig.6.117. [9] schema desfăşurată de măsură pentru o celulă fără grup de măsură propriu-celula de cuplă transversală.

Circuitele de măsură sunt separate de circuitele din schema de alegere a tensiunilor prin dispozitive de protecție (F851; F852 - automate de protecție a circuitelor de măsură şi protecție a celulei şi F853, F854 - automate de protecție pentru protejarea schemei de alegerea tensiunilor).

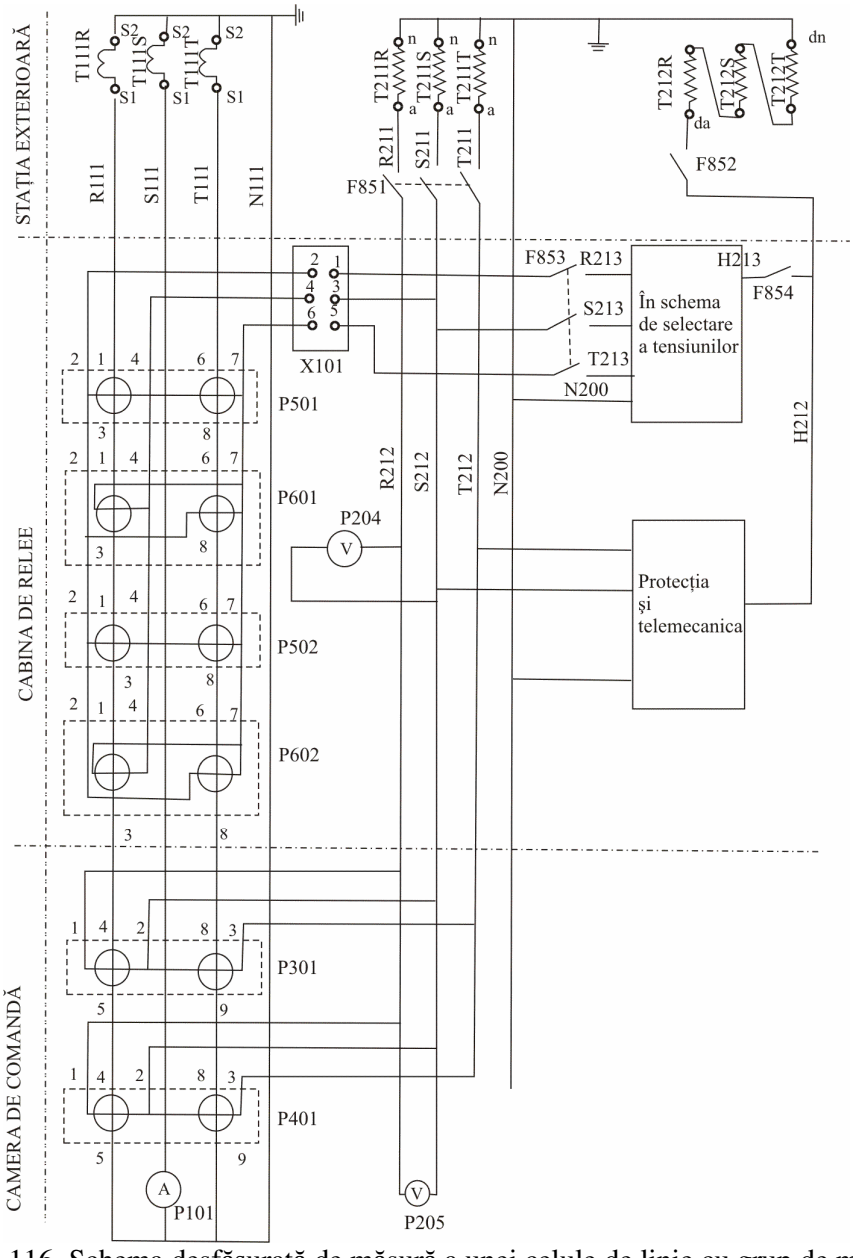


Fig. 6.116. Schema desfăşurată de măsură a unei celule de linie cu grup de măsură

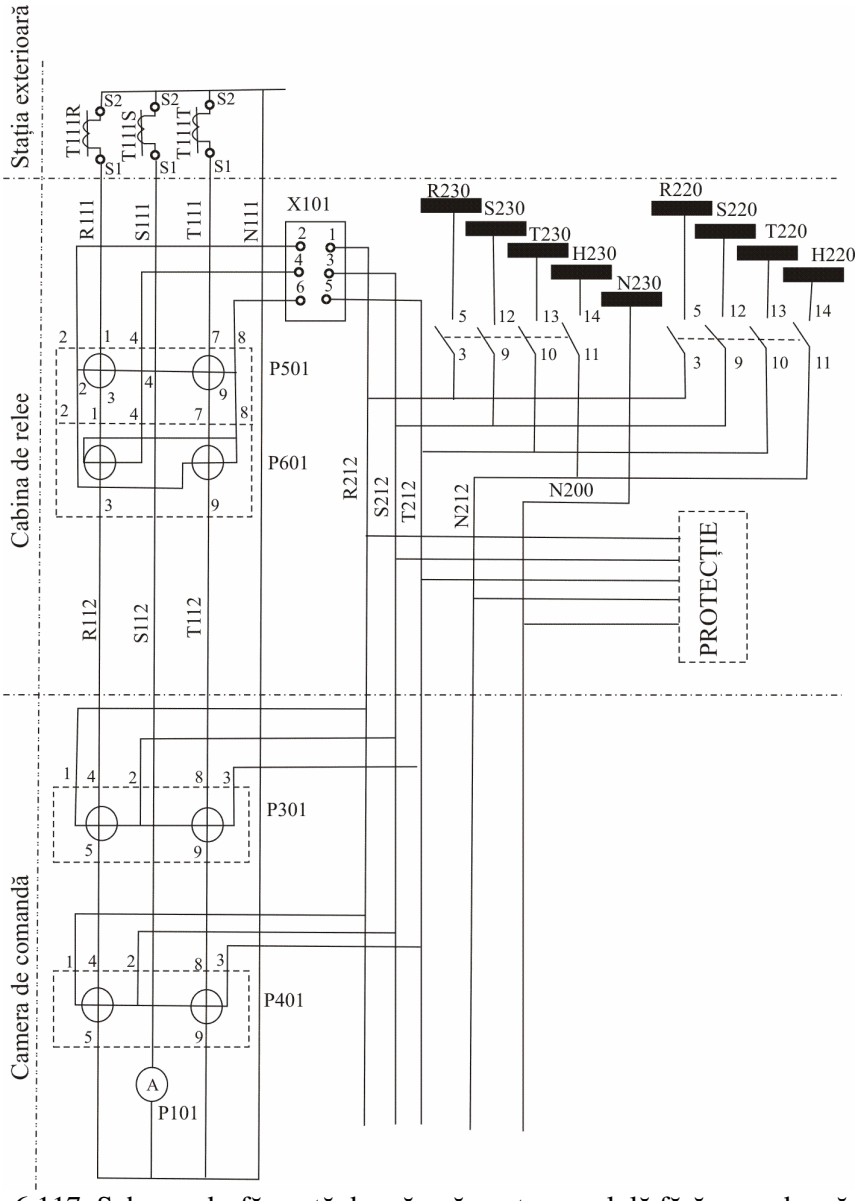


Fig. 6.117. Schema desfăşurată de măsură pentru o celulă fără grup de măsură

Circuite de semnalizare

Pentru cunoaşterea de către operatorul dintr-o staţie de transformare (centrală electrică) a regimului de funcţionare al instalaţiilor electroenergetice există un sistem de semnalizare care poate fi:

- optic
- acustic
- optic şi acustic

Semnalizările pot fi:

- de poziţie
- de avarie
- preventive

Semnalizarea de poziţie

Semnalizarea de poziţie se referă la poziţia aparatelor de comutaţie primară, având menirea să diferenţieze optic poziţia închis şi deschis ale acestora.

Semnalizarea de poziţie se realizează cu ajutorul cheii de comandă şi a lămpii incluse sau cu indicatoare de poziţie în cazul manevrării cu butoane de comandă.

În fig.6.118 [9] este redată schema principală de semnalizare a poziţiei prin cheia de comandă. Becul L arde cu lumină continuă când este alimentat de la bareta BIL şi cu lumină pâlpâitoare când este alimentat de la bareta BPL. Când BIL se pune sub tensiune, L arde cu lumină continuă fiindcă cheia va fi într-o poziţie de corespondenţă. Bareta de la care se alimentează becul L este definită de poziţia cheii şi poziţia aparatului de comutaţie prin contactele suplimentare I_3, I_4.

În poziţiile stabile ale cheii caracterizate prin "corespondenţă" (A şi D) respectiv în poziţiile operative (A_c şi D_c) imediat după executarea comenzii, becul trebuie alimentat de la BIL iar în poziţiile caracterizate prin "necorespondenţă" (A_p şi D_p) şi poziţiile operative (A_c şi D_c) înainte de executarea comenzii să fie alimentat de la BPL.

În fig.6.119. [9] este redată schema desfăşurată a semnalizării de poziţie pentru un întreruptor IO-110 kV.

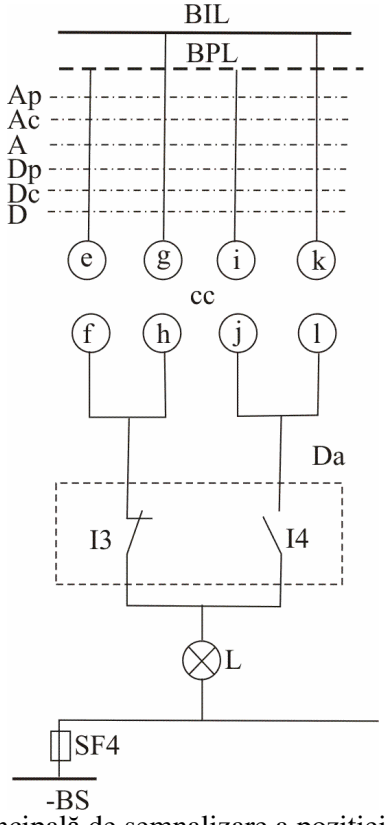


Fig. 6.118. Schema principală de semnalizare a poziţiei prin cheia de comandă

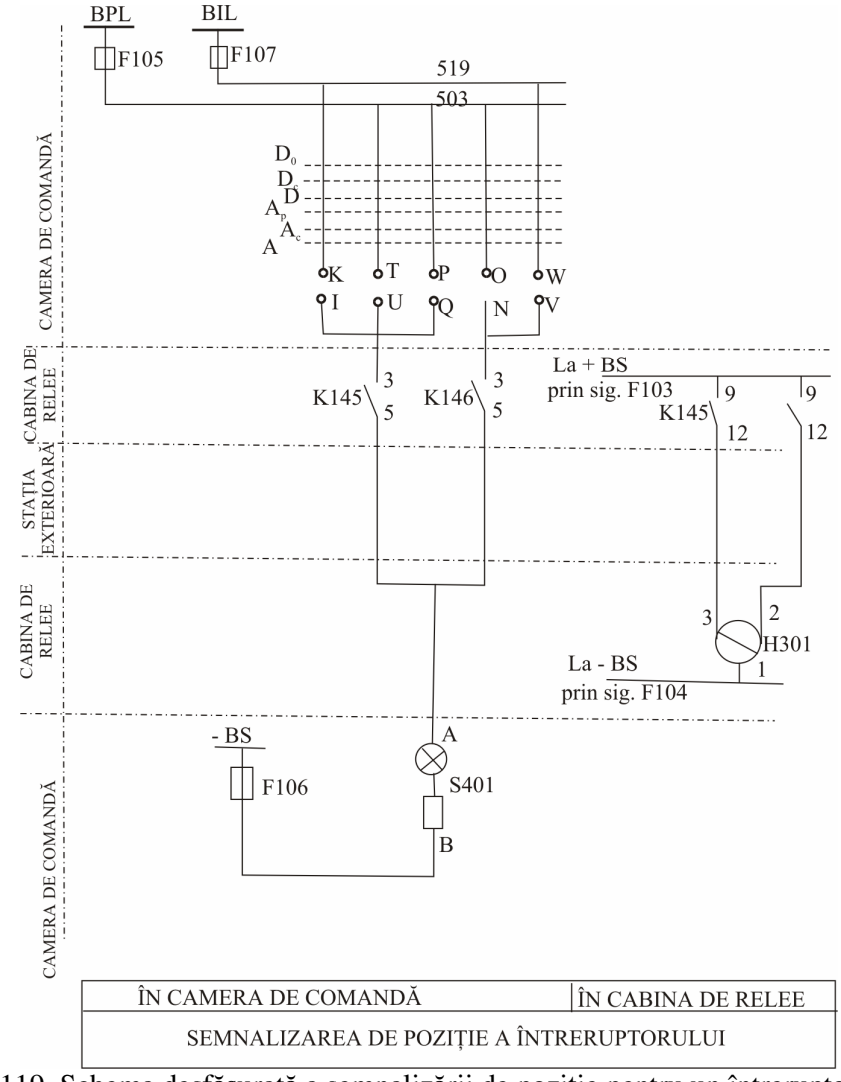


Fig. 6.119. Schema desfăşurată a semnalizării de poziție pentru un întreruptor tip IO

Semnalizarea de avarie

Semnalizarea de avarie anunță optic şi acustic declanşarea automată - prin protecție a întreruptoarelor.

Semnalul optic se realizează prin schema de semnalizare a poziției întreruptorului.

Obținerea semnalului acustic se bazează tot pe principiul necorespondenței conform schemei simplificate redate în fig.6.120. Contactele cheii de comandă sunt închise doar pe poziția anclanşat. Când unul din cele *n* întreruptoare se deschide automat, contactul său suplimentar normal închis I_K se va închide şi se pune sub tensiune hupa H.

Inconvenientul acestei scheme constă în faptul că anularea semnalului acustic conduce şi la anularea semnalului optic de avarie.

Semnalul acustic este necesar a se anula independent de cel optic.

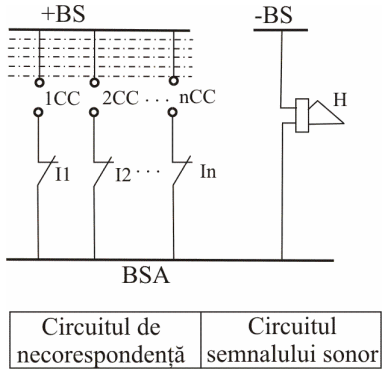


Fig.6.120. Schema simplificată pentru obținerea semnalului acustic

Schema care îndeplineşte această condiție este indicată în fig.6.121.

Această schemă foloseşte un releu de semnalizare prin impulsuri (RSI)-K401.

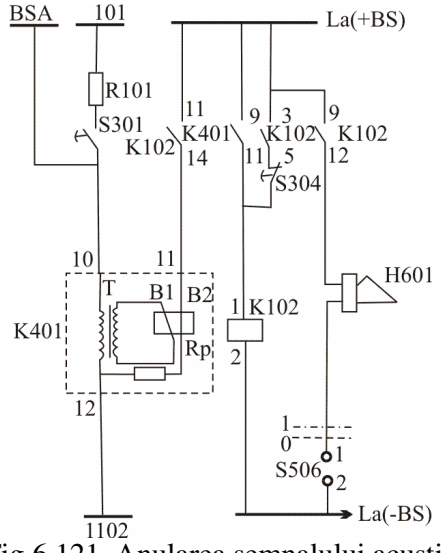


Fig.6.121. Anularea semnalului acustic

Semnalizare preventivă

Semnalizarea preventivă are rolul de a avertiza personalul de deservire asupra apariției unor regimuri anormale care în timp pot conduce la avarii.

Astfel se pot enumera câteva din principalele semnalizări preventive:

- presiune scăzută IO
- ardere siguranțe BC, BS
- rămânere în două faze
- gaze (la trafo)
- supratemperatura

Semnalizarea preventivă se realizează prin semnal optic şi acustic. Semnalul acustic (sonerie) trebuie să fie diferențiat de semnalul de avarie (hupă).

Semnalizările preventive pot fi:

- netemporizate
- temporizate
- optice de la protecție

Semnalizarea preventivă netemporizată

Această semnalizare apare imediat după instalarea regimului anormal de funcționare. Modul de realizare a semnalizării optice respectiv acustice la arderea siguranțelor BC. Fig. 6.122 şi fig. 6.123.

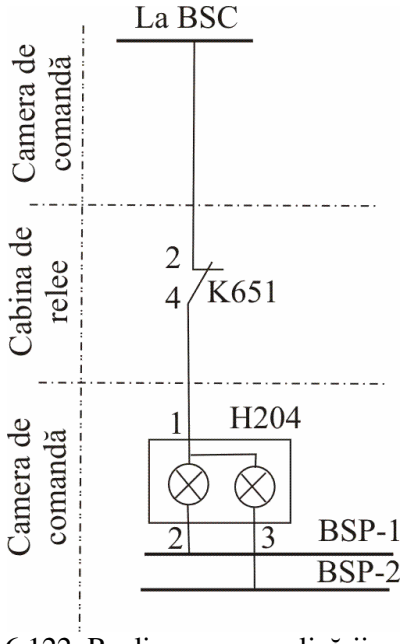


Fig.6.122. Realizarea semnalizării optice

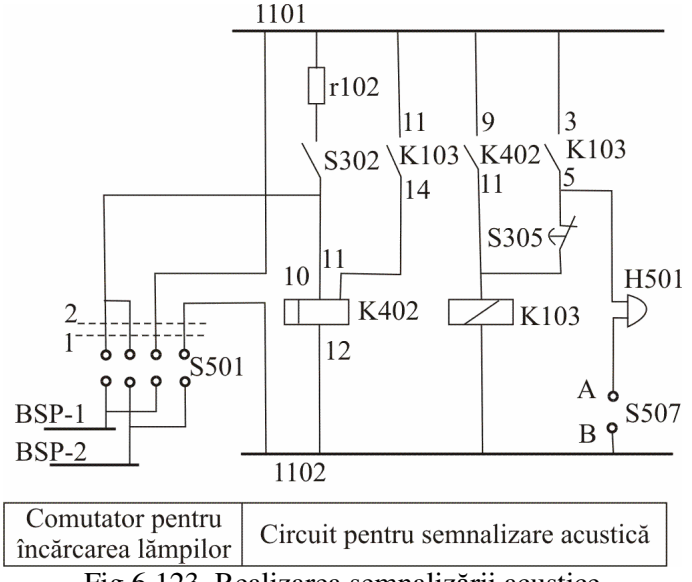


Fig.6.123. Realizarea semnalizării acustice

Semnalizarea preventivă temporizată

În cazul acestei automatizări, semnalul optic intervine imediat după instalarea regimului anormal de funcționare, cel acustic abia după un interval de timp, în care cauzele instalării regimului anormal de funcționare pot să dispară.

Semnalizarea preventivă temporizată se realizează conform schemei din fig.6.124. [9] unde K403 - releu de semnalizare prin impulsuri şi K201 - releu de timp.

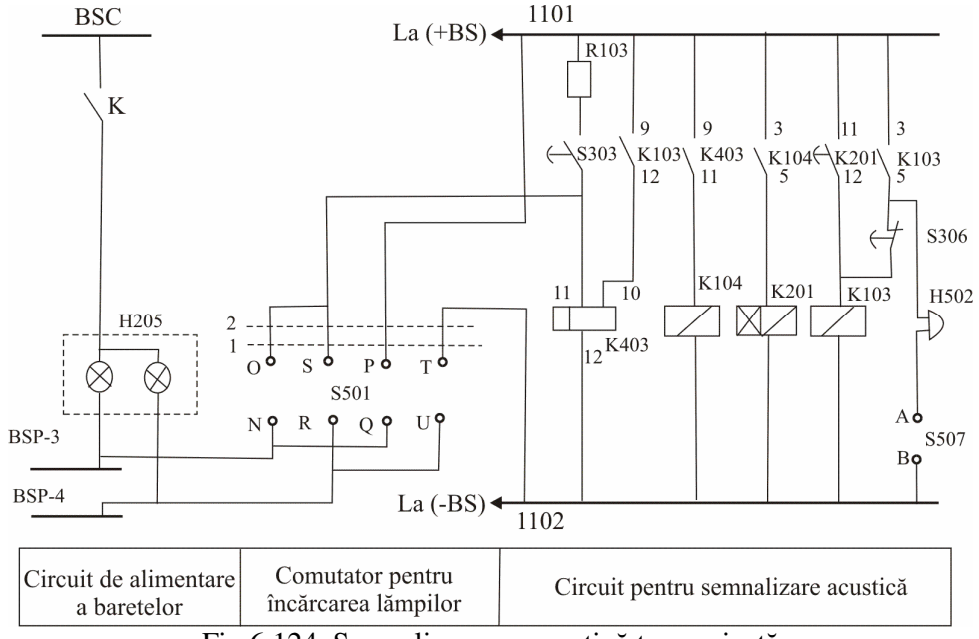


Fig.6.124. Semnalizarea preventivă temporizată

Semnalizări optice de la protecţii

Aceste semnalizări sunt necesare pentru memorarea unor evenimente petrecute (exemplu: a funcţionat protecţia).

Acţionarea unei protecţii duce la declanşarea întreruptorului şi deci la un semnal de avarie. Pentru evidenţierea acelei protecţii care a acţionat, în circuitul fiecărei protecţii se montează relee de semnalizare cu clapetă. Aceste clapete, după o funcţionare trebuie ridicate, această obligaţie semnalizându-se cu "clapetă neridicată".

Modul de realizare a unei scheme de semnalizare "clapetă neridicată" este indicată în fig.6.125. [9].

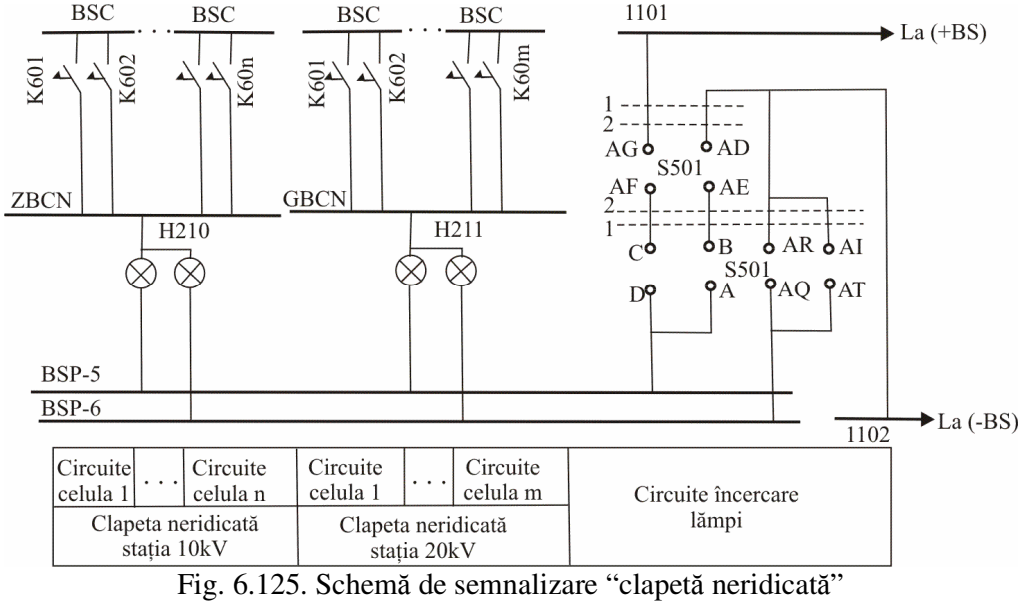


Fig. 6.125. Schemă de semnalizare "clapetă neridicată"

6.5. PARAMETRI ŞI SCHEME ECHIVALENTE ALE ELEMEN-TELOR COMPONENTE ALE REŢELELOR ELECTRICE

6.5.1. PARAMETRII LINIILOR ELECTRICE

Pentru calculul regimurilor de funcţionare a liniilor electrice şi analiza acestor regimuri, se utilizează mărimile caracteristice ale conductoarelor liniilor electrice:

- rezistenţa
- inductanţa
- capacitatea
- conductanţa (perditanţa)

Rezistenţa conductoarelor liniilor electrice

Expresia rezistenţei conductoarelor în curent continuu este:

$$R = \rho \frac{l}{s} \qquad [\Omega] \qquad (6.1)$$

ρ- rezistivitatea materialului [Ω mm^2/m]
l - lungimea conductoarelor [m]
s - secţiunea conductoarelor [mm^2]

În curent alternativ, datorită efectului pelicular şi a efectului de proximitate, rezistenţa conductoarelor este mai mare, conform fig.6.126.

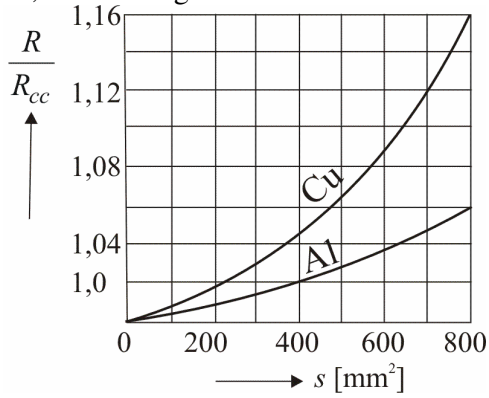


Fig.6.126. Variaţia raporturilor rezistenţelor în curent alternativ R, la frecvenţa de 50Hz, şi curent continuu R_{cc}

Efectul pelicular are ca efect distribuţia neuniformă a densităţii de curent în secţiunea transversală a conductorului, valoarea mai mare fiind la suprafaţa acestuia.

Efectul de proximitate are ca efect distribuţia neuniformă a densităţii de curent în secţiunea transversală a conductorului, datorită variaţiei în timp a curentului în celelalte conductoare învecinate.

În standarde se indică rezistenţa conductoarelor pe unitatea de lungime pentru diferite secţiuni şi tipuri constructive la temperatura de +20 ^{0} C a mediului.

În cazul studierii încălzirii conductoarelor pentru o temperatură oarecare θ, relaţia (6.1) devine:

$$R_\theta = R_{20}\left[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)\right] \qquad (6.2)$$

R_{20} - rezistenţa conductorului la +20 ^{0} C
α_{20}- coeficient de temperatură al rezistenţei electrice

În cazul cablurilor, rezistenţa electrică creşte datorită pierderilor prin curenţii induşi în mantaua de plumb.

Pentru acest caz relaţia (2) devine:

$$R'_\theta = R_{20}\left[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)\right] + \Delta R \qquad (6.3)$$

ΔR - ţine seama de pierderile suplimentare când cablul funcţionează în curent alternativ.

Inductanţa liniilor electrice

Inductanţa de serviciu a unei linii electrice polifazate este raportul dintre fluxul magnetic care înconjoară un conductor şi curentul care străbate acest conductor, atunci când celelalte conductoare sunt parcurse de un sistem de curenţi echilibraţi.

Pentru o linie electrică cu două conductoare monofilare, inductanţa specifică a unui conductor se calculează cu relaţia:

$$L_0 = \left[2\ln\frac{D}{r} + \frac{\mu}{2}\right]10^{-4} \qquad \text{[H/km]} \qquad (6.4)$$

D - distanţa între conductoare

r - raza conductorului

μ- permeabilitatea magnetică relativă a conductorului

Relaţia (6.4) se mai poate scrie:

$$L_0 = \left[\underbrace{2\ln\frac{1}{r} + \frac{\mu}{2}}_{L_{11}} - \underbrace{2\ln\frac{1}{D}}_{M_{12}}\right]10^{-4} = L_{11} - M_{12} \qquad (6.5)$$

L_{11} - inductanţa proprie conductorului

M_{12} - inductanţa mutuală

Tensiunea electromotoare U_K indusă în conductorul K, dintr-un sistem de n conductoare, se defineşte:

$$u_K = -\frac{d\Phi_K}{dt} = -L_K\frac{di_K}{dt} \qquad (6.6)$$

Φ_K - fluxul magnetic legat de conductorul K, care se exprimă conform teoremei lui Maxwell:

$$\Phi_K = M_{1K}i_1 + M_{2K}i_2 + ... + L_{KK}i_K + ... + M_{nK}i_n \qquad (6.7)$$

L_{KK} şi M_{nK} - inductanţa proprie fiecărui conductor şi inductanţa mutuală a fiecărei perechi de conductoare.

Relaţia (6.6) devine:

$$L_K = \frac{M_{1K}\frac{di_1}{dt} + M_{2K}\frac{di_2}{dt} + ... + L_{KK}\frac{di_K}{dt} + ... + M_{nK}\frac{di_n}{dt}}{\frac{d_{iK}}{dt}} \qquad (6.8)$$

Ţinând seama că $\frac{dI_K}{dt} = j\omega I_K$

şi dacă curenţii ce parcurg conductoarele sunt alternativ sinusoidei (6.8) devine:

$$L_K = \frac{M_{1K}\underline{I}_1 + M_{2K}\underline{I}_2 + ... + L_{KK}\underline{I}_K + ... + M_{nK}\underline{I}_n}{\underline{I}_K} \qquad (6.9)$$

Pentru o linie electrică trifazată, ştiind că:

$\boldsymbol{I}_1 = I_1$; $\boldsymbol{I}_2 = a^2 I_1$; $\boldsymbol{I}_3 = aI_1$

unde

$$a = e^{j120} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = e^{j240} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

obţinem:

$$L_1 = L_{11} - \frac{M_{12} + M_{13}}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}(M_{12} - M_{13})$$

$$L_2 = L_{22} - \frac{M_{23} + M_{21}}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}(M_{23} - M_{21})$$

$$L_3 = L_{33} - \frac{M_{31} + M_{32}}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}(M_{31} - M_{32})$$

Influența termenilor imaginari este nesemnificativă. Se consideră că inductanța specifică a conductoarelor unei linii trifazate se poate exprima:

$$L_{01} = \left[2\ln\frac{\sqrt{D_{12}\cdot D_{13}}}{r_1} + \frac{\mu}{2}\right]10^{-4} \quad [\text{H/km}]$$

$$L_{02} = \left[2\ln\frac{\sqrt{D_{23}\cdot D_{21}}}{r_2} + \frac{\mu}{2}\right]10^{-4} \quad [\text{H/km}] \qquad (6.10)$$

$$L_{03} = \left[2\ln\frac{\sqrt{D_{31}\cdot D_{32}}}{r_3} + \frac{\mu}{2}\right]10^{-4} \quad [\text{H/km}]$$

Dacă $\mu_1=\mu_2=\mu_3=\mu$
$r_1=r_2=r_3=r$
$D_{12}=D_{13}=D_{23}=D$
relațiile (6.10) devin:

$$L_{01} = L_{02} = L_{03} = \left(2\ln\frac{D}{r} + \frac{\mu}{2}\right)\cdot 10^{-4}\ [\text{H/km}]$$

Dacă dispunerea conductoarelor nu este simetrică, adică $D_{12} \neq D_{13} \neq D_{23}$ atunci inductanțele specifice ale conductoarelor sunt diferite, aceasta conducând la nesimetria tensiunilor la capătul liniei. Soluția de eliminare a acestui neajuns este transpunerea fazelor liniilor, modificarea poziției conductoarelor pe distanțe egale conform fig. 6.127.

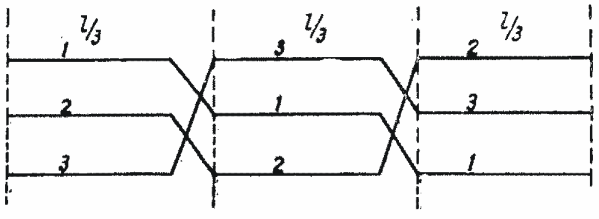


Fig.6.127. Transpunerea fazelor pentru eliminarea nesimetriei

Capacitatea liniilor electrice

Conductoarele liniilor electrice formează între ele şi pământul un sistem de condensatoare, având drept armături conductoarele metalice şi pământul. În cazul unei linii electrice trifazate capacitățile formate sunt indicate în fig.6.128.

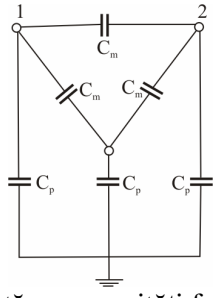


Fig. 6.128. Linie electrică trifazată cu capacități față de pământ şi între conductoare
C_p-capacități parțiale; C_m-capacități mutuale

Pentru calculul regimurilor şi reprezentarea schemelor echivalente se utilizează capacitatea de serviciu.

Aceasta reprezintă raportul între cantitatea de electricitate corespunzătoare liniilor de câmp ce pleacă de la un conductor spre celelalte şi spre pământ şi potențialul acelui conductor.

Capacitatea C_p a unui conductor situat la distanță mare față de pământ se exprimă cu relația:

$$C_p = \frac{q}{V} = \frac{\pi\varepsilon l}{\ln\frac{d}{r}} \qquad (6.11)$$

l - lungimea conductorului
r - raza conductorului
d - distanța dintre axa conductorului şi cea a imaginii sale electrice.
ε- permitivitatea dielectrică a mediului

Determinarea capacității de serviciu se face utilizând metoda imaginilor electrice. Câmpul electric de deasupra şi la suprafața pământului creat de sarcina unui conductor este acelaşi cu cel care ar fi produs de sarcina reală a conductorului şi o sarcină egală şi de sens contrar a imaginii acestuia. (Fig.6.129)

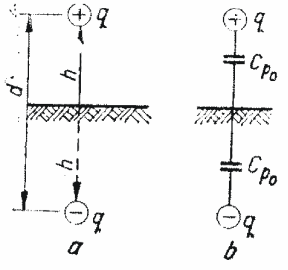


Fig.6.129. Capacitatea față de pământ a unui conductor
a-conductorul şi imaginea lui electrică; b-schema cu capacitățile proprii față de pământ

Considerând dielectricul aer ($\varepsilon=\varepsilon_0$), raportând capacitatea la l=1 km şi transformând ln → log relația (6.11) devine:

$$C_{p0} = \frac{0{,}0483}{4\log\frac{d}{r}} \qquad \varepsilon_0 = \frac{1}{4\pi 9\cdot 10^9}\ [\text{F/m}] \qquad (6.12)$$

Capacitatea dintre conductor şi pământ va reprezenta dublul capacității sistemului compus din conductor şi imaginea sa:

$$C_0 = 2C_{p0} = \frac{0{,}0483}{2\log\frac{d}{r}} \qquad [\mu F/km] \qquad (6.13)$$

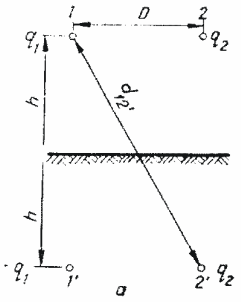


Fig.6.130. Sistem de două conductoare

În cazul unui sistem de două conductoare reprezentat în fig.6.130., potențialul electric într-un punct oarecare de pe primul conductor este:

$$V_1 = \alpha_p \cdot q_1 + \alpha_m \cdot q_2 \qquad (6.14)$$

α_p, α_m - coeficienți de potențial propriu şi mutual

q_1,q_2 - sarcinile electrice ale sistemelor de conductoare.

Considerând $q_1 \neq 0$ şi $q_2 = 0$ se poate determina coeficientul de potențial propriu.

$$\alpha_p = \frac{V_1}{q_1} = \frac{2\log\frac{2h}{r}}{0{,}0483} \qquad (6.15)$$

Considerând că unul din conductoare, de secțiune mică, este neîncărcat, situat în câmpul unui alt conductor încărcat, capătă potențialul care ar fi existat în acel punct în lipsa conductorului, se poate determina coeficientul de potențial mutual:

$$\alpha_m = \frac{\ln\frac{d'_{12}}{D}}{2\pi\varepsilon\varepsilon_0} = \frac{2\log\frac{\sqrt{4h^2 + D^2}}{D}}{0{,}0483} \qquad (6.16)$$

În cazul q_1=-q_2=q potențialele celor două conductoare se exprimă:

$$V_1 = (\alpha_p - \alpha_m)q$$

$$V_2 = (\alpha_m - \alpha_p)q$$

iar capacitatea sistemului de două conductoare:

$$C'_0 = \frac{q}{V_1 - V_2} = \frac{1}{2(\alpha_p - \alpha_m)} \qquad (6.17)$$

Cu expresiile (6.15) şi (6.16), relația (6.17) devine:

$$C'_0 = \frac{0{,}0483}{4\log\left[\frac{2h}{r}\cdot\frac{D}{\sqrt{4h^2 + D^2}}\right]} \qquad [\mu F/km]$$

Conductanța liniilor electrice

Conductanța liniilor electrice (perditanța - G_L) este determinată de:

- scurgeri de curent prin izolație spre pământ (ΔP_d)
- descărcări corona (ΔP_{cor})

$G_L = \frac{\Delta P_d + \Delta P_{cor}}{u^2}$ u - tensiunea rețelei

Scurgerile de curent se datorează imperfecțiunii izolației conductoarelor şi depind de condițiile atmosferice.

Descărcările corona sunt descărcări autonome incomplete şi apar sub forma de coroane luminoase în jurul conductoarelor la depăşirea valorii critice (21,1 kV/cm) a intensității câmpului.

Efectele acestui fenomen sunt:

- corodarea conductoarelor
- perturbații radiofonice
- producerea de armonici superioare cu deformarea curbei curentului
- pierderi de energie electrică

Existența efectului corona pe o linie de înaltă tensiune se pune în evidență prin calculul tensiunii critice de apariție a acestuia.

Pentru o linie electrică trifazată cu conductoarele dispuse simetric tensiunea critică are expresia:

$$U_{cr} = \sqrt{3} E_{cr} \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot \delta \cdot r \cdot \ln \frac{D_{med}}{r} \qquad (6.18)$$

unde: E_{cr} - intensitatea critică a câmpului electric la care poate apărea efectul corona (=21,1 kV/cm)

m_1 - coeficient subunitar - ține seama de starea suprafeței conductoarelor

m_2 - coeficient numeric - ține seama de condițiile meteorologice

D_{med} - distanța medie geometrică dintre conductoare

r - raza conductorului

d - densitatea relativă a aerului

Factorul care impune eliminarea efectului corona îl reprezintă pierderea de energie electrică.

Pentru dispunerea simetrică a conductoarelor, calculul pierderilor de putere se efectuează cu formula lui PEEK.

$$\Delta P_{cor} = \frac{241}{\delta}(f + 25)\sqrt{\frac{r}{D_{med}}}(V - V_{cr})^2 \cdot 10^{-5} \quad \text{[kW/km]} \qquad (6.19)$$

unde: f - frecvența de lucru a rețelei [Hz]

V, V_{cr} - tensiunile pe faze, de lucru şi de apariție a efectului corona [kV]

În cazul liniilor electrice subterane, pierderile de putere sunt cauzate de fenomene de ionizare în dielectricul cablurilor. Acestea se exprimă prin tangenta unghiului de pierderi (tg δ) care este raportul dintre componenta activă şi cea reactivă a curentului total.

Scheme echivalente

Schemele echivalente reprezintă rețele statice formate din elemente fără impedanțe mutuale între ele, care în aceleaşi condiții de funcționare produc aceleaşi condiții electrice la bornele lor ca şi circuitul real pe care îl reprezintă.

Aceste scheme echivalente sunt utilizate în calculele analitice ale liniilor electrice.

Parametrii liniilor electrice se consideră a fi uniform repartizați pe toată lungimea liniilor.

În practică, o linie electrică de înaltă tensiune se poate reprezenta prin schema echivalentă în Π sau T ale cuadripolilor echivalenți, parametrii considerându-se concentrați.

Schema echivalentă în Π reprezintă un circuit în triunghi echivalent iar cea în T un circuit stea echivalent. (Fig.6.131.).

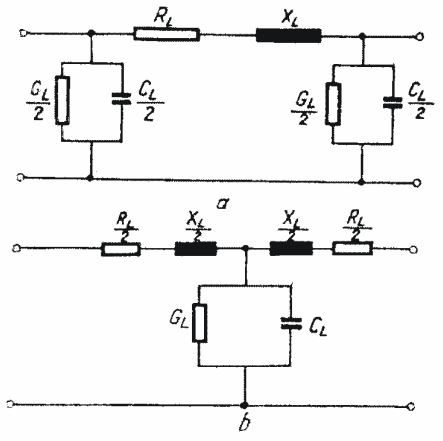


Fig.6.131. Schemele echivalente de substituire a liniilor electrice
a-schema „π"; b-schema „T"

Parametrii transversali (capacitatea şi conductanţa) şi cei longitudinali (rezistenţa şi inductanţa) au fost repartizaţi în mod egal la intrarea respectiv ieşirea din cuadripoli.

După tensiunea nominală şi rolul liniei electrice, diferiţi parametri ai schemelor echivalente au o importanţă deosebită, conform tabelului 6.3.

Tabelul 6.3.
Parametri ai schemelor echivalente cu importanţă deosebită

LINII ELECTRICE	PARAMETRI	
	cu rol preponderent	neglijabili
Joasă tensiune	R	X_L, C, G
Medie tensiune	X_L, R	G, C
Înaltă tensiune	X_L, C, R	G

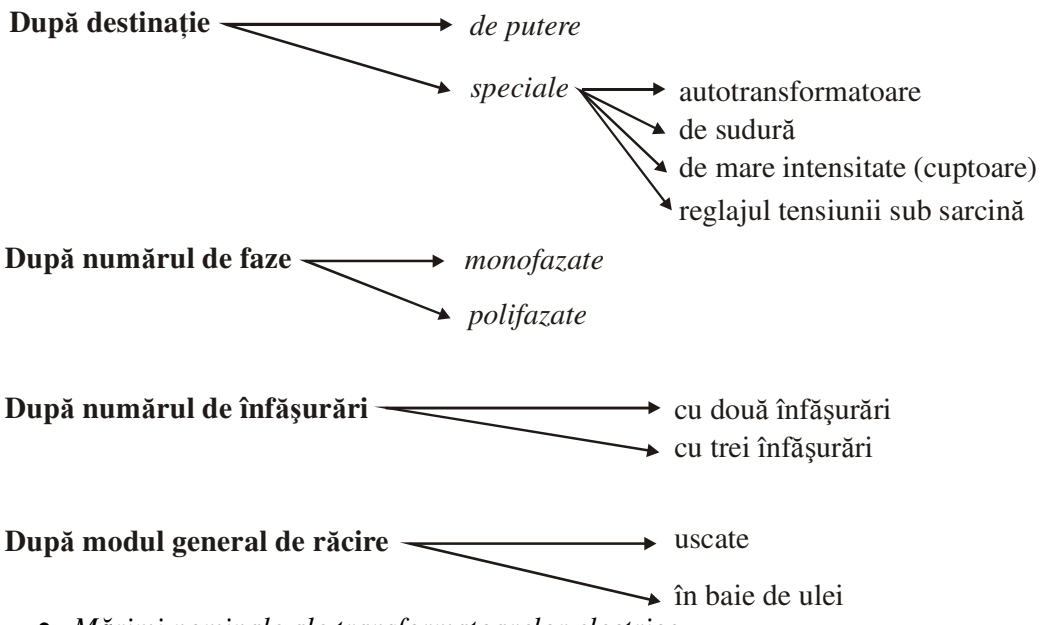
6.5.2. PARAMETRII TRANSFORMATOARELOR

Generalităţi despre transformatoare electrice

- *Definiţie*

Se numeşte transformator electric un aparat de curent alternativ care transformă o putere electrică alternativă - puterea primară - de anumiţi parametri, în altă putere electrică alternativă - puterea secundară - cu parametri schimbaţi, frecvenţa rămânând aceeaşi. Circuitele electrice ale aparatului între care are loc transferul de putere având în general un număr diferit de spire, cei doi factori ai puterii, tensiunea şi curentul, suferă prin transformare schimbări inverse: dacă tensiunea se măreşte, curentul se micşorează şi invers.
Funcţionarea transformatoarelor se bazează pe legea inducţiei electromagnetice.

- *Clasificarea transformatoarelor*



- *Mărimi nominale ale transformatoarelor electrice*

Regimul nominal de funcționare este regimul de sarcină pentru care a fost proiectat şi construit transformatorul.

Puterea nominală a transformatorului este puterea aparentă la bornele circuitului său secundar, exprimată în [kVA], pentru care nu sunt depăşite limitele admisibile de încălzire a elementelor transformatorului, în condițiile prevăzute de standardul de mai sus.

Tensiunea nominală primară este tensiunea care trebuie aplicată la bornele de fază ale înfăşurării primare a transformatorului, în regimul său nominal de funcționare.

Tensiunea nominală secundară este tensiunea care rezultă la bornele de fază ale înfăşurării secundare atunci când transformatorul funcționează în gol şi se aplică bornelor primare tensiunea nominală primară, comutatorul de prize al transformatorului fiind pus pe priza nominală.

Raportul nominal de transformare este dat de raportul dintre tensiunea primară şi cea secundară la mersul în gol.

Curentul nominal (primar şi secundar) este curentul de linie care rezultă din împărțirea puterii nominale a înfăşurării (primare sau secundare) a transformatorului cu tensiunea nominală a înfăşurării respective înmulțită cu factorul de putere.

Tensiunea nominală de scurtcircuit este tensiunea, exprimată în procente din tensiunea nominală, care ar trebui aplicată la una din înfăşurări, cealaltă fiind în scurtcircuit, astfel ca în înfăşurarea alimentată curentul să aibă valoarea nominală, transformatorul fiind conectat pe priza nominală, la temperatura de referință a înfăşurărilor de 75^{o} C.

Frecvența nominală este frecvența pentru care a fost construit transformatorul şi care se găseşte înscrisă pe plăcuța indicatoare.

Parametrii electrici ai transformatoarelor se determină pe baza următoarelor mărimi caracteristice ala acestora:

- pierderile de putere activă în gol sau în fier *(ΔP_0)*
- curentul de mers în gol sau de magnetizare *(i_0)* [%] din i_n
- pierderile de putere activă în scurtcircuit sau nominale în cupru *(ΔP_{Cu})*
- tensiunea de scurtcircuit *(U_{sc})* - procente din U_n considerată între fază şi nul.

Aceste mărimi sunt indicate de către constructor. Cu ajutorul acestor mărimi caracteristice se definesc parametrii longitudinali - rezistența, reactanța şi transversali - conductanța, susceptanța ai transformatoarelor.

Transformatorul cu două înfăşurări

a. Rezistenţa echivalentă R_T se deduce din expresia pierderilor trifazate de putere în cupru la sarcina nominală

$$\Delta P_{Cu} = 3R_T I_n^2$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{Cu}}{3I_n^2} = \Delta P_{Cu} \frac{U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^{-3} \quad [\Omega]$$

U_n - tensiunea nominală primară *(U_{n1})* sau secundară *(U_{n2})*

b. Reactanţa echivalentă X_T se determină din expresia tensiunii de scurtcircuit

$$U_{sc} = \frac{u_{sc}}{100} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = Z_T \cdot I_n \qquad [\Omega]$$

$$Z_T = \frac{u_{sc}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

Reactanţa inductivă rezultă

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

Deoarece la transformatoarele de puteri mari $R_T << Z_T$

c. Conductanţa echivalentă G_T se determină din expresia pierderilor de putere activă în fier.

$$\Delta P_{Fe} = G_T \cdot U_n^2$$

$$G_T = \frac{\Delta P_{Fe}}{U_n^2} \cdot 10^{-3} \qquad [S]$$

d. Susceptanţa echivalentă B_T a transformatorului se determină din expresia pierderilor de putere reactivă în fier (putere de magnetizare).

$$\Delta Q_{Fe} = B_T \cdot U_n^2$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_{Fe}}{U_n^2} \cdot 10^{-3} \qquad [S]$$

Deoarece ΔQ_{Fe} nu se regăseşte în cataloagele consumatorilor, se utilizează valoarea curentului de mers în gol ([%] din I_n) pentru calculul susceptanţei echivalente astfel:

$$Y_T = \frac{I_0}{U_n} = \frac{i_0}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2} \cdot 10^{-3} \qquad [S]$$

$$B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2}$$

Pentru cazul transformatoarelor uzuale $Y_T >> G_T$, deci:

$B_T \cong Y_T$ Y_T - admitanţa echivalentă

Schema echivalentă a transformatorului cu două înfăşurări

Transformatorul trifazat cu două înfăşurări se reprezintă printr-un cuadripol înseriat cu un transformator ideal, fără pierderi active şi reactive.

Cuadripolul are rolul de a lega galvanic cei patru parametri iar transformatorul ideal de a multiplica tensiunea printr-un factor constant k, egal cu raportul de transformare la mers în gol al transformatorului real.

În fig.6.132. este indicată reprezentarea transformatorului cu două înfăşurări:

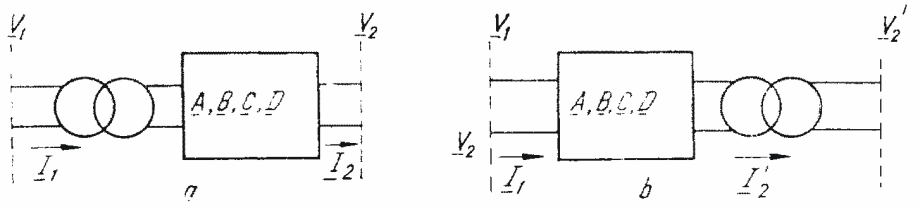


Fig.6.132. Reprezentarea transformatorului cu două înfăşurări
a-cu elemente raportate la tensiunea secundară;
b-cu elemente raportate la tensiunea primară

Reprezentarea cuadripolului se poate face prin:

- schema echivalentă în Γ- Fig.6.133a
- schema echivalentă în ∽ - Fig.6.133b
- schema echivalentă în T - Fig.6.133c

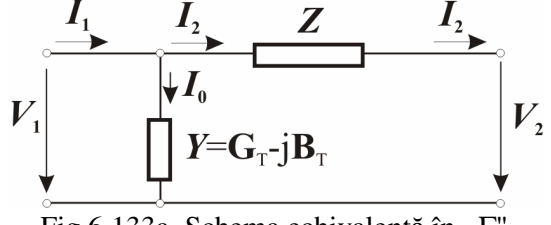


Fig.6.133a. Schema echivalentă în „Γ"

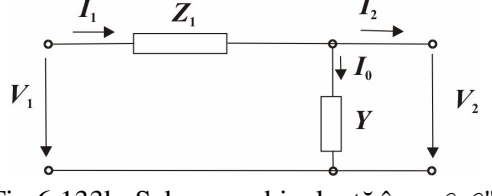


Fig.6.133b. Schema echivalentă în „ ∽"

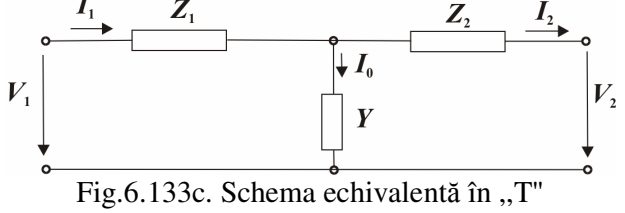


Fig.6.133c. Schema echivalentă în „T"

În figuri G este conductanța legată de pierderile putere activă transversale, B este susceptanța, legatăm de pierderile de putere reactivă transversale.

Ținând seama de ecuațiile generale ale unui cuadripol (fig.6.133):

$$\boldsymbol{U}_1 = \boldsymbol{A}\boldsymbol{U}_2 + \boldsymbol{B}\boldsymbol{I}_2$$

$$\boldsymbol{I}_2 = \boldsymbol{C}\boldsymbol{U}_2 + \boldsymbol{D}\boldsymbol{I}_2$$

care le particularizăm pentru schema echivalentă Γ rezultă:

$$\boldsymbol{V}_1 = \boldsymbol{V}_2 + \boldsymbol{Z}\boldsymbol{I}_2$$

$$\boldsymbol{I}_1 = \boldsymbol{I}_0 + \boldsymbol{I}_2 = \boldsymbol{Y}\boldsymbol{V}_2 + (1 + \boldsymbol{Z}\boldsymbol{Y})\boldsymbol{I}_2$$

Valorile coeficienților cuadripolului echivalent sunt:

$$\boldsymbol{A} = 1;\ \boldsymbol{B} = \boldsymbol{Z};\ \boldsymbol{C} = \boldsymbol{Y};\ \boldsymbol{D} = (1+\boldsymbol{Z}\ \boldsymbol{Y})$$

Conexiunile transformatoarelor trifazate

Conexiunea unui transformator constă din schema propriu-zisă de conexiuni a înfăşurărilor sale şi din precizarea unghiului de defazaj al vectorului tensiunii de linie secundare faţă de cel al tensiunii corespunzătoare primare.

În fig.6.134. sunt indicate schemele şi diagramele conexiunilor trifazate.

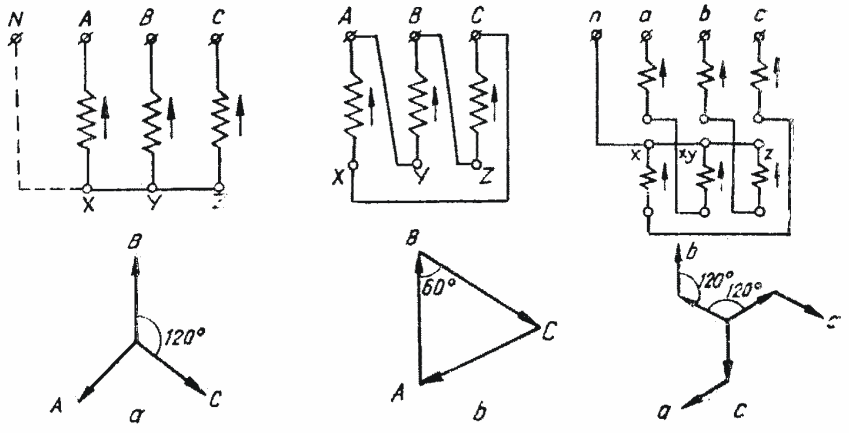


Fig.6.134. Schemele şi diagramele conexiunilor transformatoarelor trifazate

Notaţiile de început (A,B,C - N) ale înfăşurărilor sunt indicate pe capacul cuvei transformatorului în dispoziţia din fig.6.135.

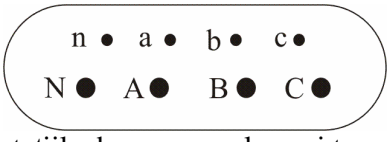


Fig.6.135. Notaţiile de pe capacul cuvei transformatorului

Grupe de conexiuni ale transformatoarelor

Prin grupă de conexiuni se înţeleg conexiunile posibile ale transformatoarelor trifazate care au acelaşi unghi de defazaj între tensiunile de linie primare şi secundare măsurate între borne omoloage.

Unghiul de defazaj depinde de:

- sensul de bobinare
- poziţia capetelor fazelor
- modul de legătură a acestora

Defazajul reprezintă un indice numerica care arată cu ce multiplu de 30^0 este defazat în urmă fazorul de tensiune joasă faţă de fazorul de tensiune înaltă al bornei omoloage.

În fig.6.136a. se consideră un transformator monofazat având ambele înfăşurări acelaşi sens de bobinare obţinându-se grupa de conexiuni şi în fig.6.136b) cu sensurile de bobinare modificate. Defazajul dintre cele două tensiuni în acest caz este de 180^0, iar indicele numeric corespunzător grupei de conexiuni va fi $180^0/30^0 = 6$.

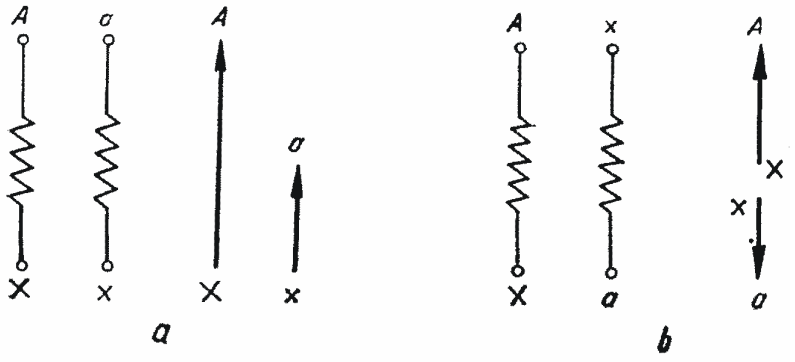


Fig.6.136. Transformator monofazat
a-cu grupa de conexiuni 0; b- cu grupa de conexiuni 6

În fig.6.137. se indică cazul unui transformator trifazat cu conexiunea Y/y-12.

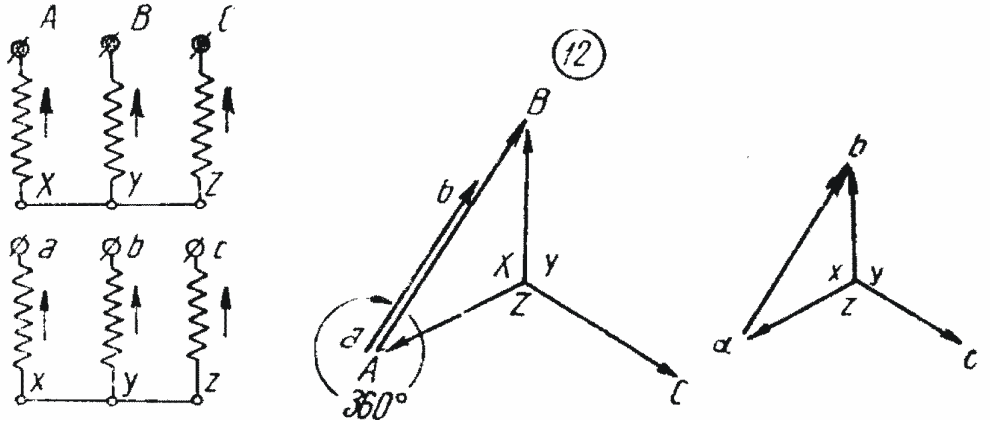
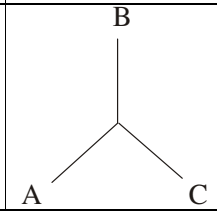
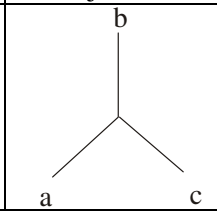
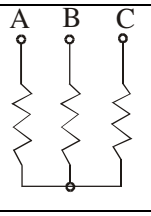
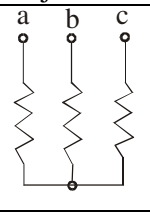
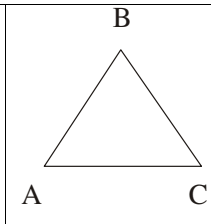
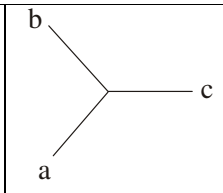
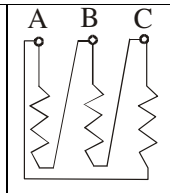
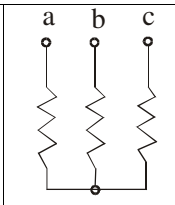
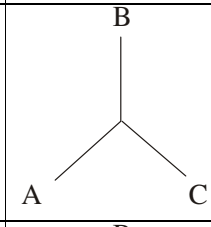
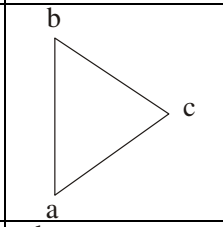
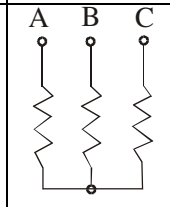
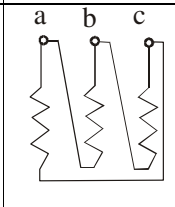
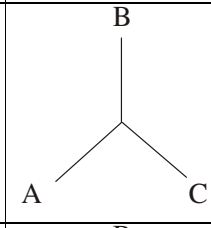
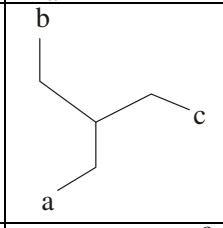
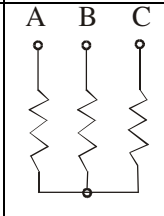
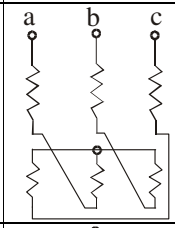
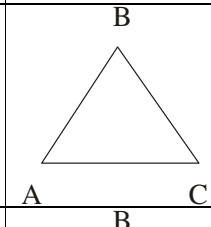
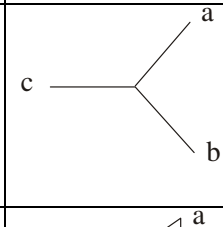
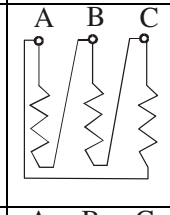
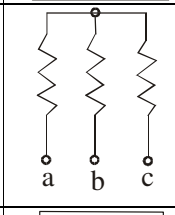
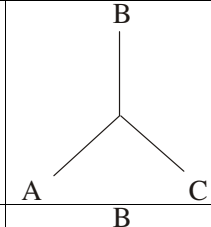
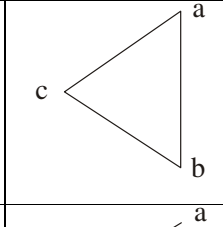
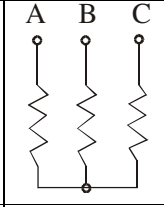
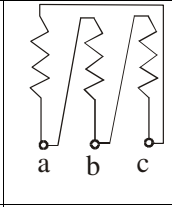
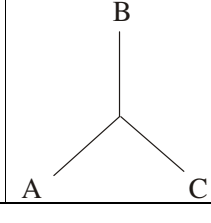
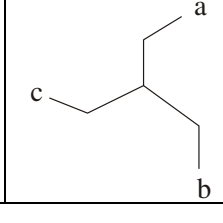
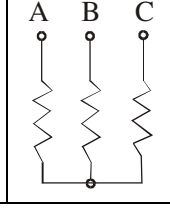
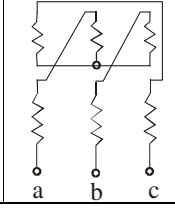


Fig.6.137. Transformator trifazat cu conexiunea Y/y-12

În tabelul 6.4. sunt redate schemele de conexiuni din STAS 1703 - 67 pentru transformatoare trifazate.

Tabelul 6.4.
Schemele de conexiuni prevăzute de STAS pentru transformatoarele trifazate

Simbol	Diagrama de fazori		Schema de conexiuni		Domeniul de utilizare
	tensiunea		tensiunea		
	înaltă	joasă	înaltă	joasă	
Yy-0					Transformatoare coborâtoare pentru distribuție de putere. Transformatoare ridicătoare

Dy-11					Transformatoare coborâtoare pentru distribuție de iluminat. Conductorul neutru se poate încărca 100%
Yd-11					Transformatoare ridicătoare pentru centrale şi staţii electrice
Yz-11					Acelaşi domeniu de utilizare ca la conexiunea Dy-11, dar la puteri nominala până la 100kVA
Dy-5					Acelaşi domeniu de utilizare ca la conexiunea Dy-11
Yd-5					Acelaşi domeniu de utilizare ca la conexiunea Yd-11
Yz-5					Acelaşi domeniu de utilizare ca la conexiunea Yz-11

6.6. CALCULUL CIRCULAŢIEI DE CURENŢI ŞI A CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REŢELE ELECTRICE

6.6.1. CALCULUL ELECTRIC AL LINIILOR DE CURENT ALTERNATIV ALIMENTATE DE LA UN CAPĂT

În curent alternativ trifazat, consumatorii pot fi racordaţi la reţea:

- monofazat
- trifazat

În fig.6.138. este indicat modul de racordare a con ,sumatorilor.

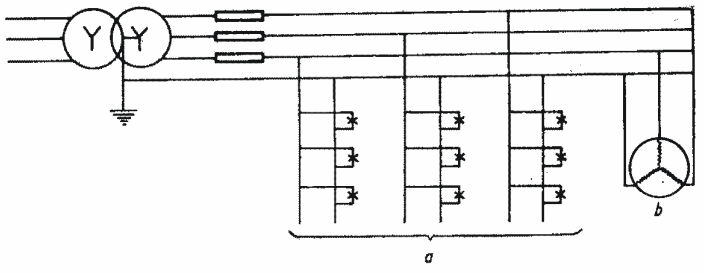


Fig.6.138. Racordarea consumatorilor
a-monofazați; b-trifazați

Calculul electric al unei linii radiale în curent alternativ monofazat cu un singur consumator la capăt

Se consideră linia electrică monofazată de lungime L cu parametrii - R şi X având consumatorul situat în nodul 2. (Fig.6.139.).

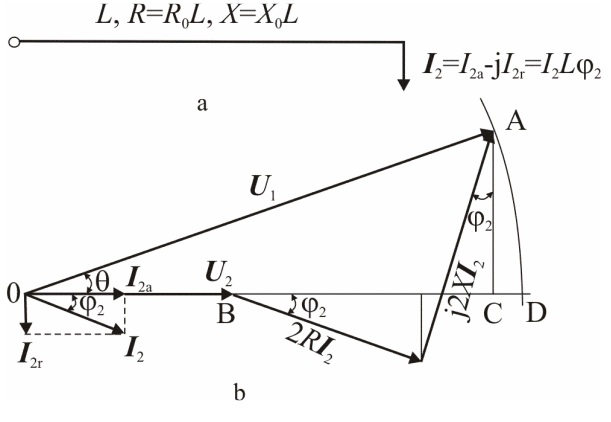


Fig.6.139. Linie electrică monofazată cu un singur consumator, cu $R \neq 0$ şi $X \neq 0$
a-schema de calcul; b-diagrama fazorială

Curentul în nodul 2 este:

$$I_2 = \sqrt{I_{2a}^2 + I_{2r}^2}$$

I_{20} - curent activ

I_{2r} - curent reactiv

Pentru construirea diagramei fazoriale se procedează astfel:

U_2 se consideră origine de fază.

Se însumează fazorial tensiunea $\boldsymbol{U}_2$ cu căderea de tensiune datorită rezistenței $2R\boldsymbol{I}_2$, în fază cu $\boldsymbol{I}_2$, apoi cu căderea de tensiune datorată reactanței liniei $2X\boldsymbol{I}_2$,decalată înainte cu 90^0 față de $\boldsymbol{I}_2$, astfel obținându-se $\boldsymbol{U}_1$:

$$\boldsymbol{U}_1 = \boldsymbol{U}_2 + 2R\boldsymbol{I}_2 + \mathrm{j}2X\boldsymbol{I}_2$$

$$\boldsymbol{U}_1 = \boldsymbol{U}_2 + 2(R + \mathrm{j}X)\boldsymbol{I}_2$$

$$\boldsymbol{U}_1 = \boldsymbol{U}_2 + 2\boldsymbol{Z}\boldsymbol{I}_2$$

$$\boldsymbol{U}_1 - \boldsymbol{U}_2 = 2\boldsymbol{Z}\boldsymbol{I}_2 = \Delta U$$

ΔU - diferența de tensiune fazorială dintre tensiunea de la începutul liniei şi cea de la sfârşitul ei = căderea de tensiune.

Notând

$\overline{\mathrm{BC}} = \Delta U$ - componenta longitudinală

$\overline{\mathrm{AC}} = \delta U$ - componenta transversală

$$\Delta U = 2(RI_2 \cos\varphi_2 + XI_2 \sin\varphi_2) = 2(RI_{2a} + XI_{2r})$$

$$\delta U = 2(XI_2 \cos\varphi_2 - RI_2 \sin\varphi_2) = 2(XI_{2a} - RI_{2r})$$

Pierderea de tensiune pe linie (căderea algebrică de tensiune) reprezintă:

$$|\boldsymbol{U}_1| - |\boldsymbol{U}_2| = \mathrm{D}U$$

Punctul D este obținut prin rotirea fazorului $\boldsymbol{U}_1$ în jurul lui O.

Calculul electric al unei linii radiale în curent alternativ monofazat cu mai mulți consumatori concentrați

Se consideră linia electrică monofazată de lungime L_2 cu consumatorii concentrați în nodul 1, respectiv 2 şi cu parametrii indicați în fig.6.140.

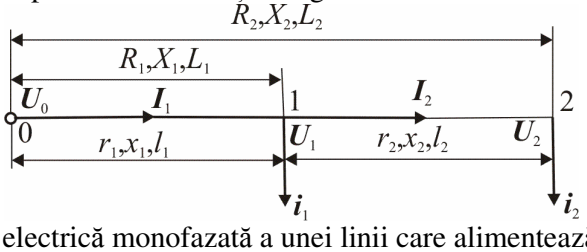


Fig.6.140. Schema electrică monofazată a unei linii care alimentează mai multe sarcini

Folosind proiecțiile pe cele două axe, reală şi imaginară din diagramă se determină expresiile căderilor de tensiune:

$$\Delta U = \sqrt{3}[(R_1 \cos\varphi_1 + X_1 \sin\varphi_1)i_1 + (R_2 \cos\varphi_2 + X_2 \sin\varphi_2)i_2]$$

$$\delta U = \sqrt{3}[(X_1 \cos\varphi_1 - R \sin\varphi_1)i_1 + (X_2 \cos\varphi_2 - R_2 \sin\varphi_2)i_2]$$

$$\mathrm{D}U = \sqrt{3}\{ (R_1 \cos\varphi_1 + X_1 \sin\varphi_1)i_1 + (R_2 \cos\varphi_2 + X_2 \sin\varphi_2)i_2 + \quad (6.20)$$

$$+ \frac{[(X_1 \cos\varphi_1 - R \sin\varphi_1)i_1 + (X_2 \cos\varphi_2 - R_2 \sin\varphi_2)i_2]^2}{2U_n} \}$$

Diagrama fazorială a liniei în cauză, construită similar cu cea indicată la cazul anterior este redată în fig.6.141.

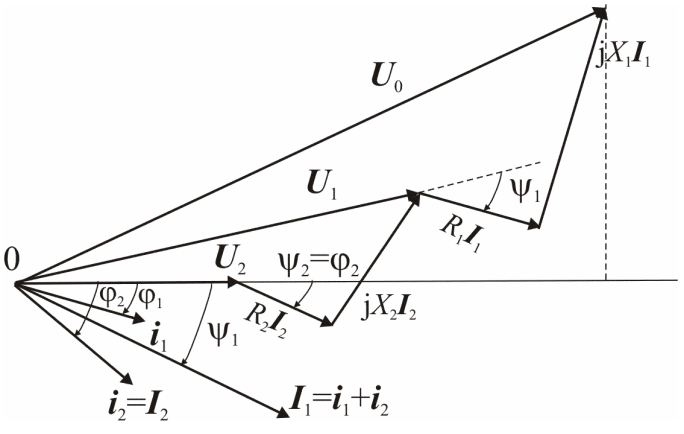


Fig.6.141. Diagrama fazorială a căderilor de tensiune în cazul unei linii cu două sarcini

Ținând seama de curenții de linie $\boldsymbol{I}_1$, $\boldsymbol{I}_2$ şi de rezistențele şi reactanțele corespunzătoare de linie r_1, r_2, x_1, x_2 expresiile (6.20) devin:

$$\Delta U = \sqrt{3}\left[(r_1\cos\psi_1 + x_1\sin\psi_1)I_1 + (r_2\cos\psi_2 + x_2\sin\psi_2)I_2\right]$$

$$\delta U = \sqrt{3}\left[(x_1\cos\psi_1 - r_1\sin\psi_1)I_1 + (x_2\cos\psi_2 - r_2\sin\psi_2)I_2\right]$$

$$\mathrm{D}U = \sqrt{3}\Big\{(r_1\cos\psi_1 + x_1\sin\psi_1)I_1 + (r_2\cos\psi_2 + x_2\sin\psi_2)I_2 + \frac{\left[(x_1\cos\psi_1 - r\sin\psi_1)I_1 + (x_2\cos\psi_2 - r_2\sin\psi_2)I_2\right]^2}{2U_\mathrm{n}}\Big\} \quad (6.21)$$

Expresiile (6.20) şi (6.21) generalizate pentru o linie care alimentează n sarcini sunt de forma:

$$\Delta U = \sqrt{3}\sum_1^n (R_\mathrm{K}\cos\varphi_\mathrm{K} + X_\mathrm{K}\sin\varphi_\mathrm{K})i_\mathrm{K} = \sqrt{3}\sum_1^n (r_\mathrm{K}\cos\psi_\mathrm{K} + x_\mathrm{K}\sin\psi_\mathrm{K})I_\mathrm{K}$$

$$\delta U = \sqrt{3}\sum_1^n (X_\mathrm{K}\cos\varphi_\mathrm{K} - R_\mathrm{K}\sin\varphi_\mathrm{K})i_\mathrm{K} = \sqrt{3}\sum_1^n (x_\mathrm{K}\cos\psi_\mathrm{K} - r_\mathrm{K}\sin\psi_\mathrm{K})I_\mathrm{K}$$

$$\mathrm{D}U = \sqrt{3}\left\{\sum_1^n (R_\mathrm{K}\cos\varphi_\mathrm{K} + X_\mathrm{K}\sin\varphi_\mathrm{K})i_\mathrm{K} + \frac{\sum_1^n \left[(X_\mathrm{K}\cos\varphi_\mathrm{K} - R_\mathrm{K}\sin\varphi_\mathrm{K})i_\mathrm{K}\right]^2}{2U_\mathrm{n}}\right\} \quad (6.22)$$

$$\mathrm{D}U = \sqrt{3}\left\{\sum_1^n (r_\mathrm{K}\cos\psi_\mathrm{K} + x_\mathrm{K}\sin\psi_\mathrm{K})I_\mathrm{K} + \frac{\sum_1^n \left[(x_\mathrm{K}\cos\psi_\mathrm{K} - r_\mathrm{K}\sin\psi_\mathrm{K})I_\mathrm{K}\right]^2}{2U_\mathrm{n}}\right\}$$

Calculul electric al unei linii radiale în curent alternativ trifazat cu un singur consumator

Linia electrică se reprezintă printr-o schemă echivalentă monofazată conform fig.6.142.

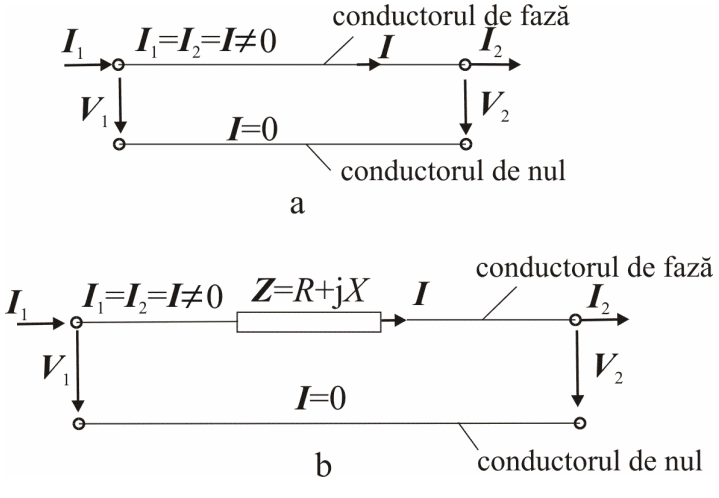


Fig.6.142. Scheme electrice echivalente pentru rețeaua trifazată
a-schema electrică echivalentă monofazată a unei linii trifazate

b-schema electrică echivalentă monofazată a unei linii trifazate echilibrate, reprezentată printr-un dipol

Pentru calcule se utilizează o schemă electrică echivalentă simplificată conform fig.6.143.

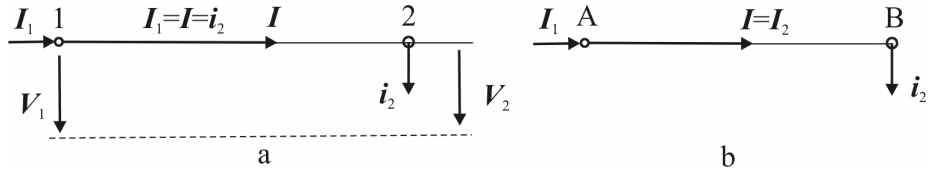


Fig.6.143. Schema electrică monofazată simplificată a unei linii trifazate echilibrate

Presupunând i_2 constant şi pentru o anumită valoare a tensiunii V_1 constantă, se determină V_2, tensiunea la bornele consumatorului:

Pe baza teoremei I Kirchhoff:

$$\boldsymbol{I} = \boldsymbol{i}_2$$
$$\boldsymbol{V}_2 = \boldsymbol{V}_1 - \boldsymbol{Z}\boldsymbol{i}_2 \qquad (6.23)$$

Se poate construi diagrama fazorială din fig.6.144. unde:

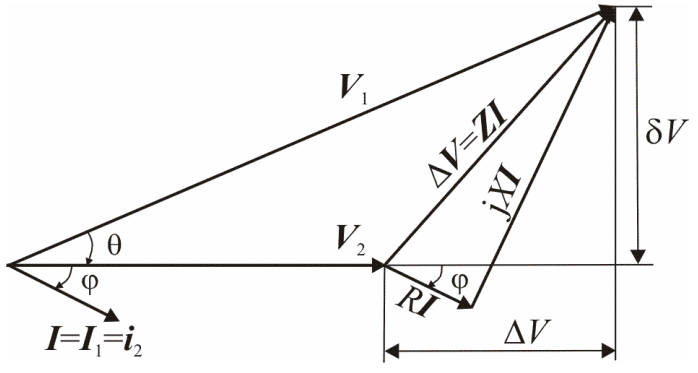


Fig.6.144. Diagrama fazorială fundamentală a căderilor de tensiune

ΔV - căderea de tensiune pe fază, longitudinală

δV - căderea de tensiune pe fază, transversală

Căderea de tensiune $\Delta \boldsymbol{V} = |\boldsymbol{V}_1| - |\boldsymbol{V}_2|$ este o cădere algebrică.

Căderea de tensiune fazorială se defineşte cu expresia:

$$\Delta \boldsymbol{V} = \boldsymbol{V}_1 - \boldsymbol{V}_2 = \boldsymbol{Z}\boldsymbol{I} \qquad (6.24)$$

Din fig.6.144. rezultă expresia:

$$\Delta \mathbf{V} = |\mathbf{V}_1| - |\mathbf{V}_2| = \sqrt{(V_2 + \Delta V)^2 + \delta V^2} - V_2 \qquad (6.25)$$

Deoarece $\delta V << V_2 + \Delta V$, expresia DV dezvoltată în serie după binomul lui Newton va arăta:

$$\mathrm{D}V = \Delta V + \frac{1}{2}\frac{(\delta V)^2}{(V_2 + \Delta V)} - \frac{1}{8}\frac{(\delta V)^4}{(V_2 + \Delta V)^3} \qquad (6.26)$$

Neglijând ΔV care $\Delta V << V_2$ şi reţinând doar primii doi termeni (pentru linii de medie şi joasă tensiune)

$$\mathrm{D}V \cong \Delta V + \frac{1}{2}\frac{(\delta V)^2}{V_2} \qquad (6.27)$$

Căderile de tensiune longitudinală ΔV şi transversală δV se deduc din fig.6.144:

$$\Delta V = RI\cos\varphi + XI\sin\varphi = RI_a + XI_r$$
$$\delta V = XI\cos\varphi - rI\sin\varphi = XI_a - RI_r \qquad (6.28)$$

unde: R - rezistența liniei (pe fază)

X - reactanța liniei (pe fază)

I - curentul în linie

φ - defazajul curentului $\boldsymbol{I}$ față de tensiunea $\boldsymbol{V}$

$I_a = I\cos\varphi$ - curentul activ din linie

$I_r = I\sin\varphi$ - curentul reactiv din linie

În fig.6.145. se reprezintă diagrama fazorială a căderilor de tensiune pentru o linie electrică trifazată cu un singur consumator.

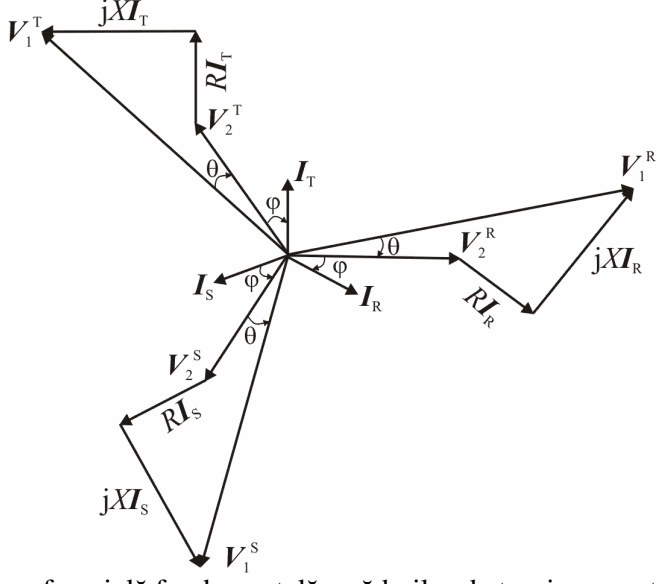


Fig.6.145. Diagrama fazorială fundamentală a căderilor de tensiune pentru o linie electrică trifazată (cu un sumator)

Calculul electric al unei linii radiale în curent alternativ trifazat cu mai mulți consumatori concentrați

Linia electrică se reprezintă printr-o schemă echivalentă monofazată conform fig.6.146. Pentru calcule se utilizează diagrama fazorială din fig.6.147.

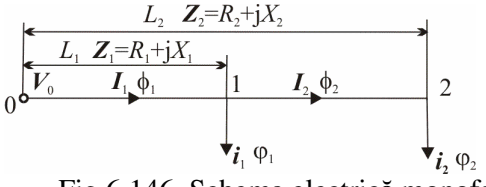


Fig.6.146. Schema electrică monofazată a unei linii electrice care alimentează două sarcini

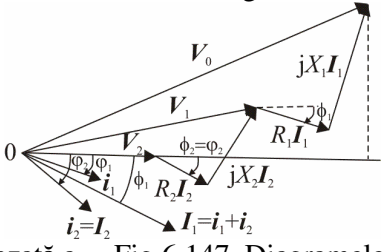


Fig.6.147. Diagramele fazoriale ale căderilor de tensiune în cazul unei linii cu două sarcini

Din fig.6.147. se pot deduce expresiile căderilor de tensiune:

$$\Delta U = \sqrt{3}\left[\left(R_1\cos\varphi_1 + X_1\sin\varphi_1\right)i_1 + \left(R_2\cos\varphi_2 + X_2\sin\varphi_2\right)i_2\right] =$$
$$= \sqrt{3}\left(R_1 i_{1a} + R_2 i_{2a} + X_1 i_{1r} + X_2 i_{2r}\right) \qquad (6.29)$$

$$\delta U = \sqrt{3}\left[\left(X_1 \cos\varphi_1 - R_1 \sin\varphi_1\right)i_1 + \left(X_2 \cos\varphi_2 - R_2 \sin\varphi_2\right)i_2\right] = \\ = \sqrt{3}\left(X_1 i_{1a} + X_2 i_{2a} - R_1 i_{1r} - R_2 i_{2r}\right) \tag{6.30}$$

Ținând seama de curenții de linie $\boldsymbol{I}_1$, $\boldsymbol{I}_2$ şi de rezistențele şi reactanțele corespunzătoare ale tronsoanelor liniei r_1, r_2,x_1,x_2, căderile de tensiune se exprimă astfel:

$$\Delta U = \sqrt{3}\left[\left(r_1 \cos\Phi_1 + x_1 \sin\Phi_1\right)I_1 + \left(r_2 \cos\Phi_2 + x_2 \sin\Phi_2\right)I_2\right] \tag{6.31}$$

$$\delta U = \sqrt{3}\left[\left(x_1 \cos\Phi_1 - r_1 \sin\Phi_1\right)I_1 + \left(x_2 \cos\Phi_2 - r_2 \sin\Phi_2\right)I_2\right] \tag{6.32}$$

Pentru cazul când linia electrică alimentează *n* consumatori (fig.6.148.) relațiile care exprimă căderile de tensiune se pot generaliza după cum urmează:

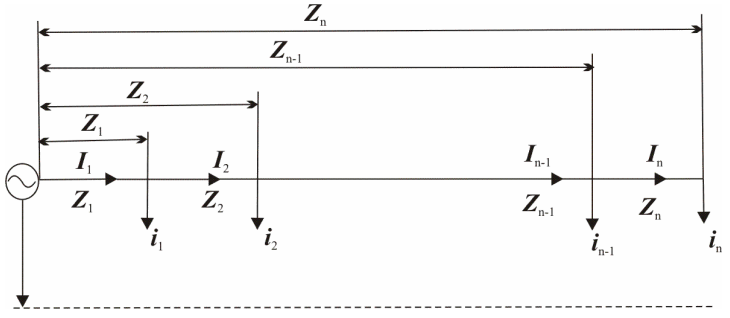


Fig.6.148. Schema electrică echivalentă a unei linii radiale, alimentând un consumator

$$\Delta U = \sqrt{3}\sum_1^n \left(R_K \cos\varphi_K + X_K \sin\varphi_K\right)i_K = \\ = \sqrt{3}\sum_1^n \left(r_K \cos\Phi_K + x_K \sin\Phi_K\right)I_K \tag{6.33}$$

$$\delta U = \sqrt{3}\sum_1^n \left(X_K \cos\varphi_K - R_K \sin\varphi_K\right)i_K = \\ = \sqrt{3}\sum_1^n \left(x_K \cos\Phi_K - r_K \sin\Phi_K\right)I_K \tag{6.34}$$

Expresia pierderii de tensiune pentru *n*:

$$\mathrm{D}U = \sqrt{3}\sum_1^n \left(R_K \cos\varphi_K + X_K \sin\varphi_K\right)i_K + \frac{\left[\sum_1^n \left(X_K \cos\varphi_K - R_K \sin\varphi_K\right)i_K\right]^2}{2U_n} = \\ = \sqrt{3}\sum_1^n \left(r_K \cos\Phi_K + x_K \sin\Phi_K\right)I_K + \frac{\left[\sum_1^n \left(x_K \cos\varphi_K - r_K \sin\varphi_K\right)I_K\right]^2}{2U_n} \tag{6.35}$$

6.6.2. CALCULUL CIRCULAȚIEI DE CURENȚI ŞI AL CĂDERILOR DE TENSIUNE ÎN REȚELE BUCLATE

Siguranța în funcționarea consumatorilor impune scheme de rețele buclate, permițând astfel alimentarea lor cu energie electrică pe mai multe căi.

Linia electrică alimentată din ambele capete reprezintă elementul cel mai simplu al unei rețele buclate.

Rețele buclate simple. Linie alimentată la două capete

În fig.6.149. se redă o linie electrică alimentată de la două capete având trei consumatori.

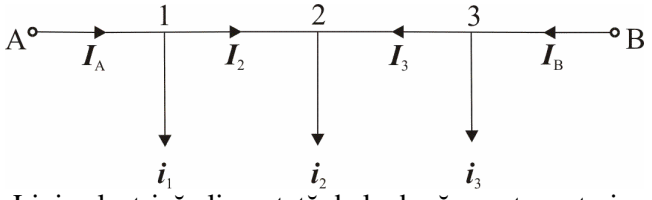


Fig. 6.149. Linie electrică alimentată de la două capete cu trei consumatori

Considerăm:

- $U_A \neq U_B$
- sarcinile au factori de putere diferiți;
- linia se reprezintă printr-o impedanță;
- se neglijează pierderile de putere;

Aplicând teorema II Kirchhoff rezultă:

$$\Delta \boldsymbol{U}_{AB} = \boldsymbol{U}_A - \boldsymbol{U}_B = \sqrt{3}[\boldsymbol{I}_A \boldsymbol{Z}_1 + \boldsymbol{I}_2 \boldsymbol{Z}_2 + \boldsymbol{I}_3 \boldsymbol{Z}_3 - \boldsymbol{I}_B \boldsymbol{Z}_4] \qquad (6.36)$$

unde
$$\boldsymbol{I}_2 = \boldsymbol{I}_A - \boldsymbol{i}_1$$
$$\boldsymbol{I}_3 = \boldsymbol{I}_A - \boldsymbol{i}_1 - \boldsymbol{i}_2$$
$$\boldsymbol{I}_B = \boldsymbol{i}_1 + \boldsymbol{i}_2 + \boldsymbol{i}_3 - \boldsymbol{I}_A$$

Grupând termenii rezultă:

$$\boldsymbol{I}_A = \frac{\boldsymbol{U}_A - \boldsymbol{U}_B}{\sqrt{3}\boldsymbol{Z}} + \frac{\boldsymbol{i}_1 \boldsymbol{Z}_1' + \boldsymbol{i}_2 \boldsymbol{Z}_2' + \boldsymbol{i}_3 \boldsymbol{Z}_3'}{\boldsymbol{Z}} = \frac{\boldsymbol{U}_A - \boldsymbol{U}_B}{\sqrt{3}\boldsymbol{Z}} + \frac{\sum_1^n \boldsymbol{i}_K \boldsymbol{Z}_K'}{\boldsymbol{Z}} \qquad (6.37)$$

unde $\boldsymbol{Z}$ - impedanța totală a liniei

$\boldsymbol{Z}'_K$ - impedanțe considerate de la sursa de alimentare din B până la nodurile 1,2,3.

Similar se determină curentul debitat din B:

$$\boldsymbol{I}_B = \frac{\boldsymbol{U}_B - \boldsymbol{U}_A}{\sqrt{3}\boldsymbol{Z}} + \frac{\sum_1^n \boldsymbol{i}_K \boldsymbol{Z}_K}{\boldsymbol{Z}} \qquad (6.38)$$

$\boldsymbol{Z}_K$ - impedanța tronsoanelor rețelei în raport cu sursa din A

Considerând $V_A > V_B$, diagrama fazorială a tensiunilor pe fază este reprezentată în fig.6.149.

Dacă impedanța totală a liniei este:

$\boldsymbol{Z} = R + jX$

şi presupunând celelalte tensiuni electromotoare unde, rezultă:

$$\boldsymbol{I}_{AB} = \frac{\Delta \boldsymbol{V}_{AB}}{\boldsymbol{Z}} = \frac{\Delta V + j\delta V}{R + jX} = \frac{R\Delta V + X\delta V}{R^2 + X^2} + j\frac{R\delta V - X\Delta V}{R^2 + X^2} \qquad (6.39)$$

unde componenta activă şi reactivă sunt:

$$(\boldsymbol{I}_a)_{AB} = \frac{\delta V + \frac{R}{X}\Delta V}{X\left[1+\left(\frac{R}{X}\right)^2\right]}$$

$$(\boldsymbol{I}_r)_{AB} = \frac{\delta V - \frac{R}{X}\delta V}{X\left[1+\left(\frac{R}{X}\right)^2\right]} \qquad (6.40)$$

O parte din consumatori sunt alimentați din sursa A, iar altă parte din sursa B. Există un consumator alimentat de la ambele surse. Locul de conectare a acestui consumator are tensiunea cea mai scăzută.

Secționând linia în acest punct se obțin două linii radiale, conform fig.6.150., care se pot calcula conform relațiilor stabilite la o linie radială.

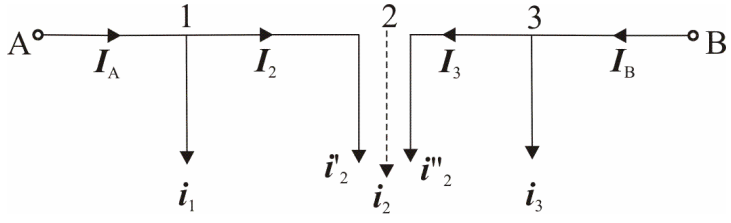


Fig.6.150. Separarea liniei alimentate la două capete în două linii radiale

Rețele buclate complexe

Rețelele buclate complexe prezintă mai multe noduri şi bucle. Unele noduri sunt puncte de injecție (surse de energie) pe când altele, puncte de consum.

În aceste rețele, pentru determinarea curenților se utilizează două metode importante:

- rezolvarea unui număr de ecuații egal cu numărul necunoscutelor
- metoda transfigurării

În continuare se prezintă metoda transfigurării, care are avantajul eliminării calculelor laborioase necesare la aplicarea primei metode.

Metoda transfigurării se bazează pe utilizarea următoarelor principii:

a) Compunerea ramurilor cu tensiuni de alimentare diferite

Se consideră trei ramuri ale unei rețele, având tensiuni diferite la capete, conform fig. 6.151.

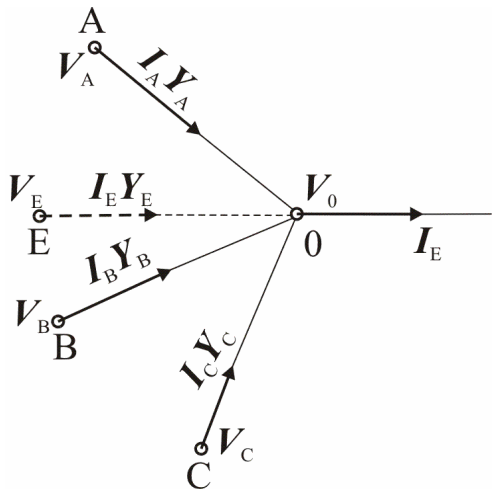


Fig.6.151. Rețea ramificată cu trei puncte de alimentare

Cele trei ramuri se pot înlocui printr-o ramură echivalentă cu admitanța $\boldsymbol{Y}_E$ şi tensiunea $\boldsymbol{V}_E$ la capăt.

Relaţiile de echivalență între schema reală şi cea echivalentă ne conduc la determinarea mărimilor echivalente $\boldsymbol{V}_E$ şi $\boldsymbol{Y}_E$:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{I}_E &= \boldsymbol{I}_E + \boldsymbol{I}_B + \boldsymbol{I}_C \\ (\boldsymbol{V}_E - \boldsymbol{V}_0)\boldsymbol{Y}_E &= (\boldsymbol{V}_A - \boldsymbol{V}_0)\boldsymbol{Y}_A + (\boldsymbol{V}_B - \boldsymbol{V}_0)\boldsymbol{Y}_B + (\boldsymbol{V}_C - \boldsymbol{V}_0)\boldsymbol{Y}_C \end{aligned} \tag{6.41}$$

Din aceste relaţii se pot determina:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{Y}_E &= \boldsymbol{Y}_A + \boldsymbol{Y}_B + \boldsymbol{Y}_C \\ \boldsymbol{V}_E &= \frac{\boldsymbol{V}_A\boldsymbol{Y}_A + \boldsymbol{V}_B\boldsymbol{Y}_B + \boldsymbol{V}_C\boldsymbol{Y}_C}{\boldsymbol{Y}_A + \boldsymbol{Y}_B + \boldsymbol{Y}_C} \end{aligned} \tag{6.42}$$

Generalizarea acestor relaţii pentru cazul mai multor ramuri:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{Y}_E &= \sum_1^n \boldsymbol{Y}_K \\ \boldsymbol{V}_E &= \frac{\sum_1^n \boldsymbol{V}_K\boldsymbol{Y}_K}{\sum_1^n \boldsymbol{Y}_K} \end{aligned} \tag{6.43}$$

În cazul în care este cunoscut curentul echivalent şi se cere determinarea curenţilor prin ramurile reţelei reale, netransfigurate se procedează astfel:

$$\boldsymbol{V}_A - \boldsymbol{V}_0 = \frac{\boldsymbol{I}_A}{\boldsymbol{Y}_A}$$

$$\boldsymbol{V}_B - \boldsymbol{V}_0 = \frac{\boldsymbol{I}_B}{\boldsymbol{Y}_B}$$

$$\boldsymbol{V}_C - \boldsymbol{V}_0 = \frac{\boldsymbol{I}_C}{\boldsymbol{Y}_C} \qquad (6.44)$$

$$\boldsymbol{V}_E - \boldsymbol{V}_0 = \frac{\boldsymbol{I}_E}{\boldsymbol{Y}_E}$$

$$\rightarrow \boldsymbol{V}_0 = \boldsymbol{V}_E - \frac{\boldsymbol{I}_E}{\boldsymbol{Y}_E}$$

Expresia $\boldsymbol{V}_0$ înlocuită în primele relații conduce la determinarea:

$$\boldsymbol{I}_A = \boldsymbol{I}_E \frac{\boldsymbol{Y}_A}{\boldsymbol{Y}_E} + (\boldsymbol{V}_A - \boldsymbol{V}_E)\boldsymbol{Y}_A$$

$$\boldsymbol{I}_B = \boldsymbol{I}_E \frac{\boldsymbol{Y}_B}{\boldsymbol{Y}_E} + (\boldsymbol{V}_B - \boldsymbol{V}_E)\boldsymbol{Y}_B \qquad (6.45)$$

$$\boldsymbol{I}_C = \boldsymbol{I}_E \frac{\boldsymbol{Y}_C}{\boldsymbol{Y}_E} + (\boldsymbol{V}_C - \boldsymbol{V}_E)\boldsymbol{Y}_C$$

b) Aruncarea sarcinilor la noduri

Compunerea ramurilor, impune ca sarcinile să fie situate doar în noduri (la capete). Sarcinile conectate de-a lungul ramurilor se vor arunca la capete cu condiția menținerii constante a căderii de tensiune atât în schema reală cât şi în cea transformată.

Fig.6.152. redă procedura de aruncare a sarcinilor în noduri. Aceasta se realizează prin determinarea sarcinilor $\boldsymbol{i}_A$ şi $\boldsymbol{i}_B$ în rețeaua transformată care aplicate în capete dau aceeaşi cădere de tensiune ca şi sarcinile $\boldsymbol{i}_1$ şi $\boldsymbol{i}_2$ din rețeaua reală.

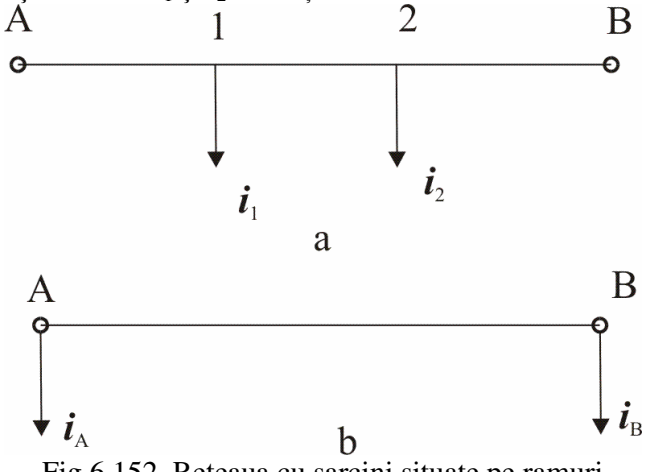


Fig.6.152. Rețeaua cu sarcini situate pe ramuri
a-rețeaua inițială; b-rețeaua transformată

Această condiție se realizează prin satisfacerea ecuațiilor:

$$\Delta\boldsymbol{V}_{AB} = \boldsymbol{Z}_{A1} \cdot \boldsymbol{i}_1 + \boldsymbol{Z}_{A2} \cdot \boldsymbol{i}_2 = \boldsymbol{Z}_{AB} \cdot \boldsymbol{i}_B$$
$$\Delta\boldsymbol{V}_{BA} = \boldsymbol{Z}_{B2} \cdot \boldsymbol{i}_2 + \boldsymbol{Z}_{B1} \cdot \boldsymbol{i}_1 = \boldsymbol{Z}_{AB} \cdot \boldsymbol{i}_A \qquad (6.46)$$

Din aceste ecuații se pot determina:

$$\boldsymbol{i}_{\mathrm{A}} = \frac{\boldsymbol{Z}_{\mathrm{B1}} \cdot \boldsymbol{i}_1 + \boldsymbol{Z}_{\mathrm{B2}} \cdot \boldsymbol{i}_2}{\boldsymbol{Z}_{\mathrm{AB}}}$$
$$\boldsymbol{i}_{\mathrm{B}} = \frac{\boldsymbol{Z}_{\mathrm{A1}} \cdot \boldsymbol{i}_1 + \boldsymbol{Z}_{\mathrm{A2}} \cdot \boldsymbol{i}_2}{\boldsymbol{Z}_{\mathrm{AB}}} \qquad (6.47)$$

Unde $\boldsymbol{Z}_{\mathrm{A1}}$, $\boldsymbol{Z}_{\mathrm{A2}}$, $\boldsymbol{Z}_{\mathrm{B1}}$, $\boldsymbol{Z}_{\mathrm{B2}}$ - impedanţele de la capetele A şi B până în punctele de conectare a sarcinilor $\boldsymbol{i}_1$ şi $\boldsymbol{i}_2$

c) Raportarea unui conductor de o anumită lungime şi secţiune la un conductor echivalent de o altă lungime şi secţiune.

Este util, ca în calcule, toate conductoarele să fie raportate la o aceeaşi secţiune, cu condiţia ca repartiţia sarcinilor şi căderile de tensiune să nu se modifice.

Această condiţie se reprezintă sub forma:

$$\frac{l}{\gamma s} = \frac{l_{\mathrm{e}}}{\gamma s_{\mathrm{e}}} \qquad (6.48)$$

l, s - lungimea şi secţiunea iniţiale

l_{e}, s_{e} - lungimea şi secţiunea echivalente

γ - conductivitatea materialului

Se deduce:

$$l_{\mathrm{e}} = l\,\frac{s_{\mathrm{e}}}{s} \qquad (6.49)$$

d) Transfigurarea unei reţele de conexiune stea într-una cu conexiune triunghi

O reţea formată din trei impedanţe conectate în stea poate fi înlocuită prin trei impedanţe conectate în triunghi. Această posibilitate se poate extinde la un număr oarecare de laturi.

Reţeaua cu n borne din fig.6.153., conţinând n impedanţe conectate în stea se poate transfigura într-un poligon cu un număr de laturi egal cu $C_{\mathrm{n}}^2 = \frac{n(n-1)}{2}$.

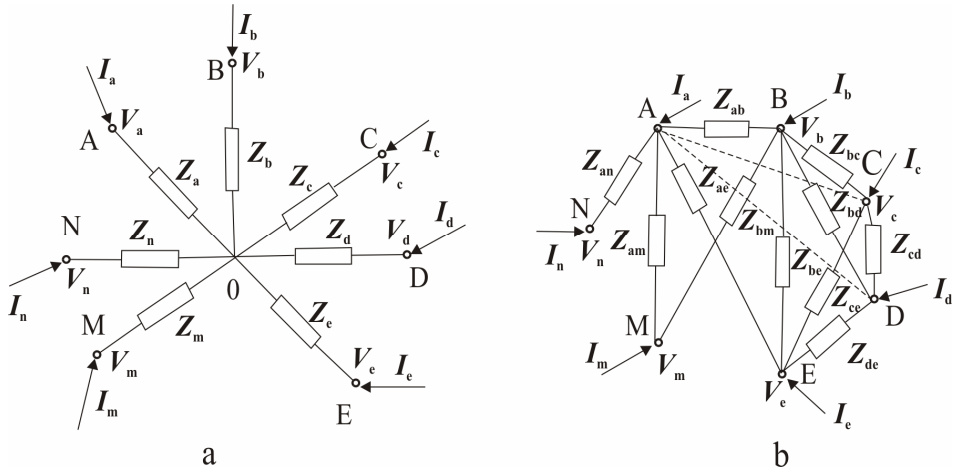


Fig.6.153. Reţea stelată cu *n* braţe şi transfigurată în poligon

a-Reţea stelată cu *n* braţe; b-Reţea transfigurată în poligon.

Cele două reţele trebuie să fie echivalente.

Condiţia de echivalenţă se exprimă prin egalitatea în cele două reţele a tensiunilor aplicate la borne şi a curenţilor ce intră în bornele respective.

Curenţii din laturile stelei se exprimă:

$$\boldsymbol{I}_K = \frac{\boldsymbol{V}_K - \boldsymbol{V}_0}{\boldsymbol{Z}_K} \qquad (6.50)$$

şi se pot determina doar când se cunoaşte $\boldsymbol{V}_0$, tensiunea nodului corespunzător centrului stelei. Teorema I Kirchhoff permite scrierea relației:

$\sum_1^n \boldsymbol{I}_K = \sum_1^n \frac{\boldsymbol{V}_K}{\boldsymbol{Z}_K} - \boldsymbol{V}_0 \sum_1^n \frac{1}{\boldsymbol{Z}_K} = 0$, de unde:

$$\boldsymbol{V}_0 = \boldsymbol{Z}_e \sum_1^n \frac{\boldsymbol{V}_K}{\boldsymbol{Z}_K} \qquad (6.51)$$

notându-se: $\sum_1^n \frac{1}{\boldsymbol{Z}_K} = \frac{1}{\boldsymbol{Z}_e}$

Utilizând expresia $\boldsymbol{V}_0$ (6.51) în (6.50) rezultă:

$$\boldsymbol{I}_K = \frac{\boldsymbol{V}_K}{\boldsymbol{Z}_K} - \frac{\boldsymbol{V}_e}{\boldsymbol{Z}_K} \sum_1^n \frac{\boldsymbol{V}_K}{\boldsymbol{Z}_K} \qquad (6.52)$$

Izolând în Σ termenul corespunzător bornei K se obține:

$$\sum_1^n \frac{\boldsymbol{V}_K}{\boldsymbol{Z}_K} = \frac{\boldsymbol{V}_K}{\boldsymbol{Z}_K} + \sum{}' \frac{\boldsymbol{V}_j}{\boldsymbol{Z}_j}, \text{ unde:} j \neq K \qquad (6.53)$$

Astfel (6.50) devine:

$$\boldsymbol{I}_K = \boldsymbol{V}_K \left(\frac{1}{\boldsymbol{Z}_K} - \frac{\boldsymbol{Z}_e}{\boldsymbol{Z}_n^2} \right) - \frac{\boldsymbol{Z}_e}{\boldsymbol{Z}_K} \sum{}' \frac{\boldsymbol{V}_j}{\boldsymbol{Z}_j} \qquad (6.54)$$

În rețeaua transfigurată, curenții din laturi au expresia:

$$\boldsymbol{I}_{Kj} = \frac{\boldsymbol{V}_K - \boldsymbol{V}_j}{\boldsymbol{Z}_{Kj}} \qquad (6.55)$$

În nodul K al rețelei transfigurate intră curentul $\boldsymbol{I}_K$.

$$\boldsymbol{I}_K = \sum{}' \frac{\boldsymbol{V}_K - \boldsymbol{V}_j}{\boldsymbol{Z}_{Kj}} = \boldsymbol{V}_K \sum{}' \frac{1}{\boldsymbol{Z}_{Kj}} - \sum{}' \frac{\boldsymbol{V}_j}{\boldsymbol{Z}_{Kj}} \qquad (6.56)$$

Σ’ se referă la indicii $j \neq K$.

Identificând (6.54) cu (6.26) se impune îndeplinirea simultană a condițiilor:

$$\sum{}' \frac{1}{\boldsymbol{Z}_{Kj}} = \frac{1}{\boldsymbol{Z}_K} - \frac{\boldsymbol{Z}_e}{\boldsymbol{Z}_K^2} \qquad (6.57)$$

$$\sum{}' \frac{\boldsymbol{V}_j}{\boldsymbol{Z}_{Kj}} = \frac{\boldsymbol{Z}_e}{\boldsymbol{Z}_K} \sum{}' \frac{\boldsymbol{V}_j}{\boldsymbol{Z}_j} \qquad (6.58)$$

Condiția (6.58) este îndeplinită dacă este satisfăcută relația:

$$\frac{1}{\boldsymbol{Z}_{Kj}} = \frac{\boldsymbol{Z}_e}{\boldsymbol{Z}_K \cdot \boldsymbol{Z}_j} \qquad (6.59)$$

Condiția (6.57) este o consecință a condiției (6.58) şi a ecuației (6.59):

$$\sum{}' \frac{1}{\boldsymbol{Z}_{Kj}} = \frac{\boldsymbol{Z}_e}{\boldsymbol{Z}_K} \left(\frac{1}{\boldsymbol{Z}_1} + \frac{1}{\boldsymbol{Z}_2} + ... + \frac{1}{\boldsymbol{Z}_n} - \frac{1}{\boldsymbol{Z}_K} \right) = \frac{\boldsymbol{Z}_e}{\boldsymbol{Z}_K} \left(\frac{1}{\boldsymbol{Z}_e} - \frac{1}{\boldsymbol{Z}_K} \right) = \frac{1}{\boldsymbol{Z}_K} - \frac{\boldsymbol{Z}_e}{\boldsymbol{Z}_K^2} \qquad (6.60)$$

Rezultă că o schemă stea poate fi înlocuită totdeauna printr-un poligon, impedanțele $\boldsymbol{Z}_K$ care leagă două noduri fiind definită de relația (6.59).

6.7. CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ŞI ENERGIE ÎN REȚELE ELECTRICE

6.7.1. GENERALITĂȚI

Producerea, transportul şi distribuția energiei electrice implică, ca orice proces fizic, un consum de energie, denumit impropriu "pierderi în rețele".

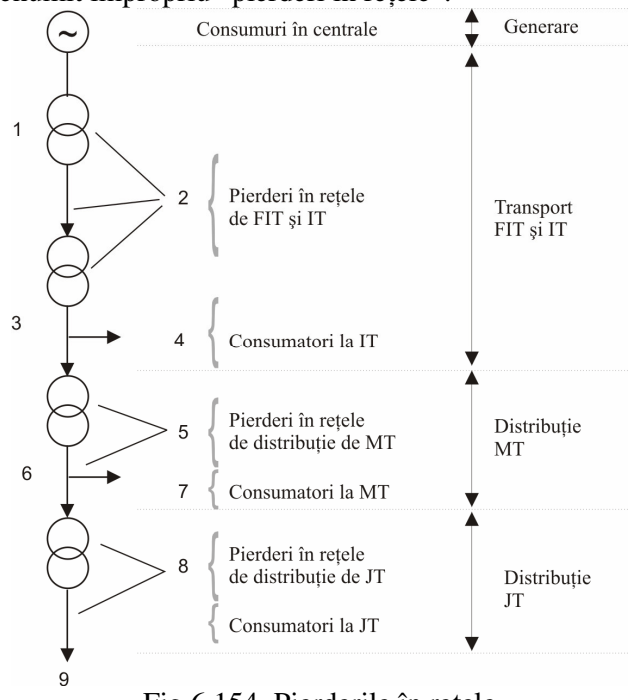


Fig.6.154. Pierderile în rețele

În fig.6.154. sunt indicate şi localizate pierderile în rețele în diferitele părți ale sistemului energetic.

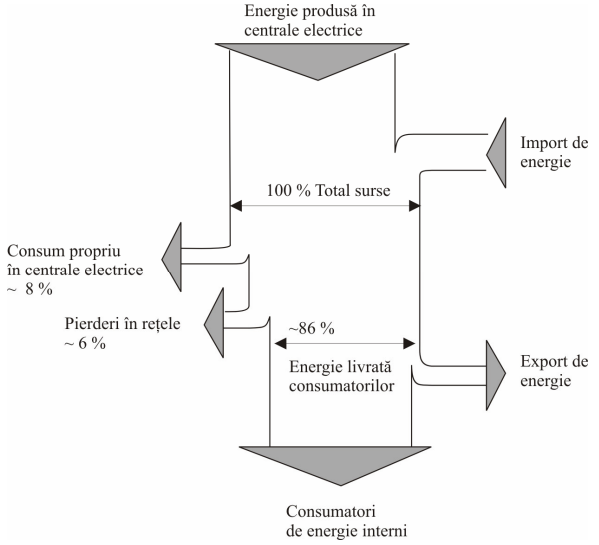


Fig.6.155. Balanța energetică a sistem energetic

Fig.6.155. prezintă balanța energetică a unui sistem energetic.

Pierderile în rețele reprezintă diferența dintre energia emisă în rețele de către centralele electrice sau importată şi energia vândută consumatorilor, inclusiv cea exportată.

$$\Delta W = W_p - W_v$$

ΔW - pierderi în rețele

W_p - energia produsă în centrale electrice

W_v - energia vândută consumatorilor

Elementele componente ale pierderilor în rețele sunt redate în fig.6.156.

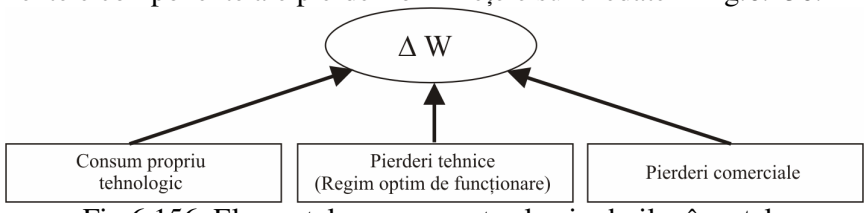


Fig.6.156. Elementele componente ale pierderilor în rețele

Consumul propriu tehnologic (CPT) se referă la pierderile de energie datorate procesului de transport şi distribuţie a energiei electrice.

Consumurile tehnologice se localizează astfel:

- Conductoarele liniilor electrice şi înfăşurările transformatoarelor şi autotransformatoarelor datorită trecerii curentului electric prin efect termic (Joule).
- Miezul magnetic al transformatoarelor sau autotransformatoarelor datorită prezenţei câmpului magnetic, prin curenţi turbionari şi prin fenomenul de histerezis
- Liniile cu tensiuni de peste 220 kV, datorită prezenţei câmpului electric, prin efectul CORONA.
- Dielectricul izolaţiei (linii în cablu) ca urmare a prezenţei câmpului electric.

Pierderile tehnice sunt datorate abaterilor de la regimul de funcţionare proiectat, fie prin dezvoltare incompletă a instalaţiilor, fie printr-o funcţionare necorespunzătoare.

Pierderile comerciale rezultă din erorile grupurilor de măsură a energiei electrice, din consumuri nemăsurate şi din furturi de energie electrică.

6.7.2. CALCULUL CONSUMULUI PROPRIU TEHNOLOGIC DE ENERGIE ELECTRICĂ

Determinarea consumului propriu tehnologic de energie electrică se calculează cu relaţia:

$$\Delta W = 3R\int_0^T i_t^2 dt \qquad (6.28)$$

Deoarece valoarea i_t, curentul ce străbate elementul de reţea, este dificil de determinat, se recurge la simplificări în determinarea CPT de energie electrică.

Problema cuprinde:

- Determinarea CPT de energie electrică independent de sarcină
- Determinarea CPR de energie electrică dependent de sarcină

Pentru fiecare din elementele componente ale unei reţele electrice, calculul CPT de energie electrică se realizează ţinând seama de cele două componente, dependente şi independente de sarcină.

Calculul CPT de energie la o linie electrică trifazată de lungime L se realizează după relaţia:

$$\Delta W = 3R_0\int_0^L\int_0^T I_{lt}^2 dldt \qquad (6.29)$$

I_{lt} - curentul la distanţa l şi momentul t

Pierderea totală de energie se compune din pierderea de energie la mersul în gol (pierderi prin efect corona şi izolaţie) şi în sarcină.

$$\Delta W = 3R_0\int_0^L\int_0^T \left(I'_{lt}\right)^2 dldt + \Delta W_{cor} \qquad (6.30)$$

I'_{lt} - curentul pe linie, exclusiv curenţii transversali prin conductanţa liniei

Calculul CPT pentru un transformator de putere cu o pierdere de mers în gol ΔP_0 şi pierderea de putere la sarcina nominală ΔP_{scc}, cunoscute, se realizează cu relaţia:

$$\Delta W = \Delta P_{scc} \int_0^L \left(\frac{S_t}{S_{nom}} \right)^2 dt + \Delta W_0 \qquad (6.31)$$

sau

$$\Delta W = \Delta P_{scc} \int_0^L \left(\frac{I_t}{I_{nom}} \right)^2 dt + \Delta W_0 \qquad (6.32)$$

unde $\Delta W = \Delta P_0 \cdot T$ reprezintă CPT independent de sarcină

S_t (I_t) - încărcarea transformatorului la momentul t

Pentru determinarea CPT de energie electrică după relaţiile (6.29) şi (6.32) este necesară cunoaşterea variaţiei în timp a curentului pe element.

Deoarece această variaţie este dificil de modelat matematic se recurge la ipoteze simplificatoare, determinând diferite metode da calcul a integralei.

Metoda integrării grafice

Se consideră cunoscută variaţia curentului pe linie în timp, conform fig.6.157.

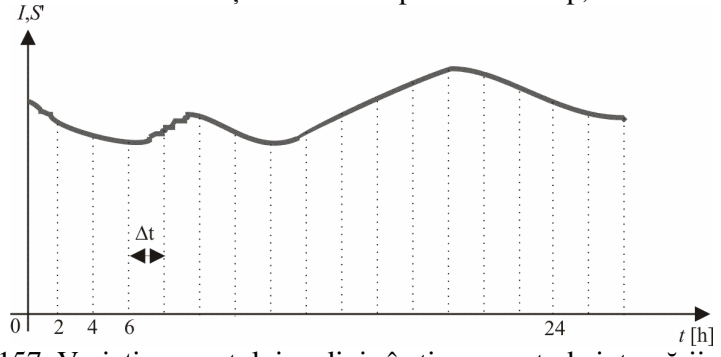


Fig.6.157. Variaţia curentului pe linie în timp - metoda integrării grafice

Suprafeţele dintre două ordonate vecine pot fi considerate dreptunghiuri.

$$\int_0^T I_t^2 dt = \sum_{t=1}^{n} I_t^2 \cdot \Delta t = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^{n} I_t^2 \qquad (6.33)$$

Deci pierderile de energie [kWh] vor fi:

$$\Delta W = 3R \frac{1}{n} \sum_{t=1}^{n} I_t^2 \cdot 10^{-3} \qquad (6.34)$$

Metoda curentului mediu pătratic

Se presupune că printr-un element circulă un curent constant I care în intervalul T produce pe linie aceleaşi pierderi de energie ca şi la trecerea în intervalul de timp considerat a curentului alternativ corespunzător curbei reale de sarcină.

$$3RI^2T = 3R \int_0^T I_t^2 dt$$

$$I = \sqrt{\frac{\int_0^T I_t^2 dt}{T}} \qquad (6.35)$$

Expresia de sub radical se poate determina cu relaţia (6.33).

Astfel se poate determina CPT de energie în element:

$$\Delta W = 3I^2RT \cdot 10^{-3} \quad \text{[kWh]} \qquad (6.36)$$

Metoda timpului de pierderi

Se consideră curba clasată de puteri active vehiculate pe element, obținută din curbele zilnice.

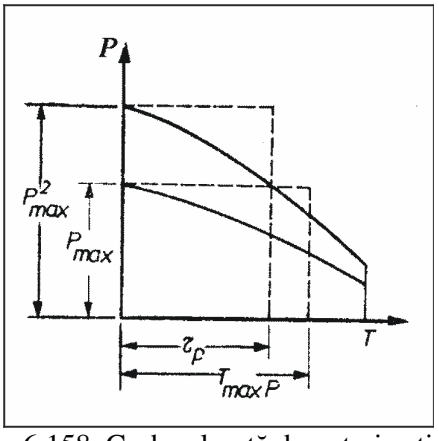


Fig.6.158. Curba clasată de puteri active

Suprafața de sub curba P_t reprezintă energia W vehiculată prin element în intervalul de timp T. Aceeaşi cantitate de energie ar putea fi vehiculată la puterea constantă $P_{\max}$ în timpul $T_{\max} < T$.

$$W = 3\int_0^T P_t dt = P_{\max} \cdot T_{\max P}$$

$$T_{\max P} = \frac{\int_0^T P_t dt}{P_{\max}} \qquad (6.37)$$

Aceeaşi pierdere de energie se produce în elementul considerat cu o încărcare constantă egală cu sarcina maximă într-un interval de timp τ, mai mic decât perioada de funcționare.

$$\tau = \frac{\int_0^T I_t^2 dt}{I_{\max}^2}$$

τ - timp de pierderi maxime

τ - un timp convențional în cursul căruia în element, funcționând la sarcină maxim, se produc aceleaşi pierderi de energie ca şi în cazul funcționării cu sarcina reală, variabilă, în intervalul T.

Pierderile de energie se vor exprima:

$$\Delta W = 3RI_{\max}^2 \tau$$

6.7.3. REDUCEREA PIERDERILOR DE ENERGIE ÎN REȚELE ELECTRICE

Activitatea legată de reducerea consumului propriu tehnologic şi a pierderilor este o activitate complexă, care trebuie realizată de întreg corpul tehnic al filialelor de rețele electrice.

În continuare se prezintă măsurile principale necesare a se realiza în vederea reducerii pierderilor de energie

1) Optimizarea regimurilor de funcţionare a rețelelor electrice şi a echipamentelor de bază.

În această categorie intră:

■ stabilirea schemei normale de funcţionare având ca obiectiv prioritar minimizarea consumului propriu tehnologic;
■ repartiţia optimă a sarcinii între centralele electrice;
■ determinarea regimului optim de tensiuni şi putere reactivă; optimizarea regimurilor de funcţionare a instalaţiilor de compensare;
■ optimizarea regimurilor de funcţionare ale transformatoarelor în staţiile cu două sau mai multe transformatoare;
■ trecerea unor generatoare în regim de compensator sincron.

2) Optimizarea nivelului tensiunii în reţelele electrice.

În această categorie intră:
■ menţinerea tensiunii maxime admisibile la orele de vârf de sarcină şi a celei nominale în regim de sarcină minimă;
■ optimizarea nivelului de tensiune în reţelele de 400 kV corelat cu starea atmosferică, în vederea reducerii pierderilor prin efect corona;
■ stabilirea de instrucţiuni privind utilizarea reglajului sub sarcină al transformatoarelor, reglarea puterii reactive pe generatoare şi instalaţii de compensare;
■ modificarea periodică (sezonieră) a rapoartelor de transformare la unităţile fără reglaj sub sarcină.

3) Ridicarea nivelului exploatării reţelei.

În această categorie intră:
■ creşterea siguranţei şi economicităţii funcţionării tuturor elementelor reţelei;
■ reducerea duratelor şi creşterea calităţii reparaţiilor elementelor reţelei electrice;
■ introducerea lucrului sub tensiune la repararea liniilor de transport;
■ îmbunătăţirea calităţii recepţiei lucrărilor noi.

4) Creşterea tensiunii nominale.

În această categorie intră:
■ construirea de racorduri adânci la înaltă tensiune;
■ trecerea reţelelor la o treaptă superioară de tensiune, acceptând o reducere a rezervei în izolaţie (de exemplu, de la 6 kV la 10 kV, de la 0,22 kV la 0,38 kV);
■ trecerea la tensiunea nominală a liniilor cu funcţionare temporară la o tensiune inferioară (de exemplu, linii de 400 kV funcţionând temporar la 220 kV);
■ reconstruirea unor linii pentru tensiuni superioare (de exemplu, linii de 220 kV d.c. la 400 kV).

5) Instalarea de mijloace suplimentare de compensare a puterii reactive şi de reglaj.

În această categorie intră:
■ schimbarea transformatoarelor fără reglaj de tensiune cu transformatoare cu reglaj, sau cu un reglaj mai fin (de exemplu, pentru transformatoarele MT / JT de la $U_n \pm 5\%$ la $U_n \pm 2$ x 2,5 %);
■ montarea de autotransformatoare suplimentare de reglaj în reţea;
■ instalarea de mijloace de compensare (baterii de condensatoare, compensatoare sincrone, bobine) şi introducerea reglajului acestora;
■ instalarea de mijloace de compensare a reactanţei liniilor;

6) Optimizarea parametrilor elementelor reţelei electrice.

În această categorie intră:
■ corelarea puterii instalate în staţiile şi posturile de transformare cu sarcina acestora;
■ mărirea secţiunii liniilor;
■ eliminarea dublelor transformări dintre reţelele de transport şi de distribuţie;

7) Optimizarea dezvoltării şi reconstrucţiei reţelei.

În această grupă de măsuri intră:
■ dezvoltarea reţelelor de bază ale sistemului după criterii de optimizare stabilite;

■ optimizarea reconstrucției rețelelor de distribuție şi reducerea razei lor pe măsura creşterii densității consumului;
■ introducerea distribuției descentralizate pe joasă tensiune (prin eliminarea practic a rețelei de joasă tensiune).

În fig.6.159. sunt indicate schematic măsurile descrise anterior.

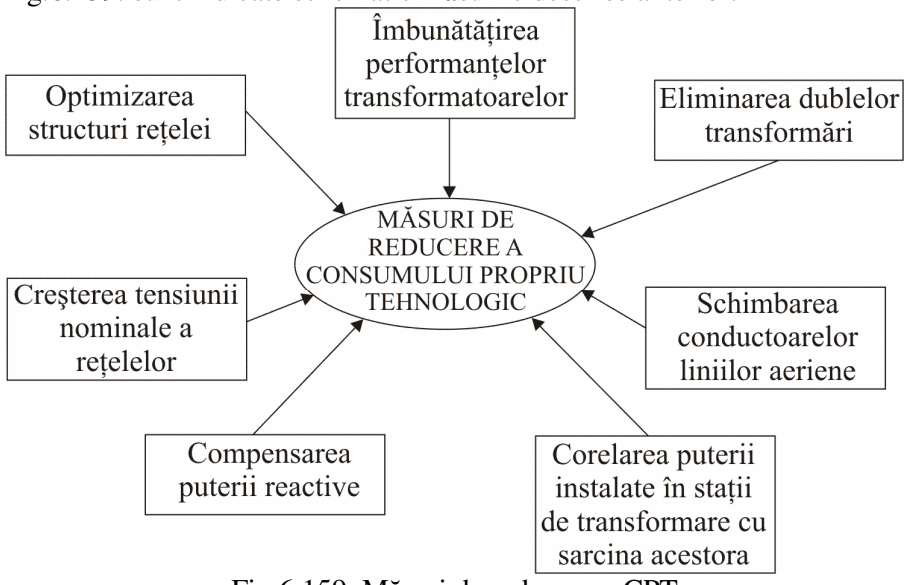


Fig.6.159. Măsuri de reducere a CPT

6.8. DETERMINAREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR LINIILOR ELECTRICE

Secțiunea conductoarelor electrice se alege ținând seama de încărcarea acestora în regim normal de funcționare. Pentru cazul unui scurtcircuit conductoarele sunt protejate de aparate dedicate.
Criteriile avute în vedere la dimensionarea secțiunii conductoarelor, impun următoarele:

- nedepăşirea temperaturii limită admisibilă în regim permanent.
- nedepăşirea valorilor admisibile a căderii de tensiune.
- menținerea în limite impuse de calcule economice a pierderilor de putere sau energie.

6.8.1. ALEGEREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR PE BAZA ÎNCĂLZIRII ADMISIBILE

În dimensionarea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile se utilizează tabele cu intensitățile admisibile de curent calculate, funcție de:

- temperatura limită de încălzire
- caracteristicile fizice ale conductoarelor
- dimensiunile geometrice ale conductoarelor.

Condiția pentru o alegere corectă a secțiunii conductoarelor este:

$I_e \le I'_{adm}$

I_e - curent de exploatare

I'_{adm} - curentul admisibil

La depăşirea intensității admisibile este necesară întreruperea circuitului respectiv. Aceasta se realizează cu:

- siguranțe fuzibile

- întreruptoare automate (protecția la scurtcircuit)
- contactoare cu relee termice (protecția la suprasarcină)

SIGURANȚELE FUZIBILE sunt elemente intercalate în circuitele electrice cu scopul de a proteja rețelele electrice împotriva supracurenților.
La încărcarea conductorului protejat peste limita admisibilă pentru care este dimensionat fuzibilul, acesta se încălzeşte în final topindu-se, izolând circuitul supraîncărcat al rețelei de sursa de energie.

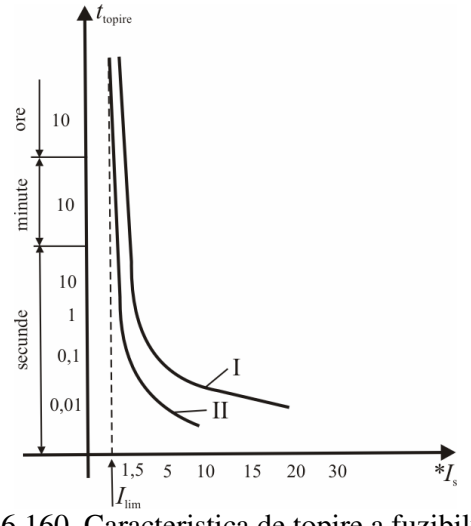


Fig.6.160. Caracteristica de topire a fuzibilului

Caracteristica de topire a fuzibilului este redată în fig.6.160. [5], şi este o curbă hiperbolică, asimptota la această caracteristică fiind curentul limită de topire - cel mai mic curent la care este posibilă topirea.
În alegerea siguranțelor fuzibile se vor respecta condițiile:
a) Fuzibilul siguranței să se topească înainte ca temperatura conductorului să atingă valoarea limită:

$$I_f < I'_{adm}$$

I'_{adm} - curent admisibil corespunzător unei anumite secțiuni
b) Fuzibilul siguranței să nu se topească la trecerea curentului nominal de exploatare:

$$I_f > I_{\exp l.}$$

c) Pentru conductoarele cu sarcină variabilă: (pornire motoare asincrone)

$$I_f \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}$$

α - coeficient dependent de caracteristicile motoarelor asincrone

$$I_{\max} = m\sum_{1}^{n-1} I_S + I_P$$

m - coeficient de simultaneitate

$\sum_{1}^{n-1} I_S$ - suma curenților maximali de exploatare a consumatorilor cu excepția motorului cu curentul de pornire cel mai mare
Protecția liniilor şi rețelelor prin siguranțe fuzibile trebuie să fie selectivă, să realizeze izolarea exclusivă a porțiunii defecte.

6.8.2. ALEGEREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR PE BAZA PIERDERILOR DE TENSIUNE

Determinarea secțiunii conductoarelor pe baza criteriului pierderilor de tensiune se realizează impunând condiția:

$$\Delta U \le \Delta U_{adm} \qquad (6.38)$$

În afara acestei condiții, la determinarea secțiunii conductoarelor se va ține seama şi de una din ipotezele:

- a secțiunii constante a conductoarelor în toate tronsoanele liniei
- a densității de curent constante în toate tronsoanele liniei
- minimului de material conductor utilizat la construcția liniei

Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza secțiunii constante

Calculul secțiunii conductoarelor în această ipoteză porneşte de la relațiile de calcul ale căderii de tensiune într-o rețea.

Considerând ΔU_{adm} - pierderea de tensiune admisibilă şi neglijând influența reactanței, atunci secțiunea constantă a conductoarelor se exprimă de relația:

$$s = \sqrt{3}\rho\sum_{1}^{n}\frac{I_{ka}\cdot l_k}{\Delta U_{adm}} = \sqrt{3}\rho\sum_{1}^{n}\frac{i_{ka}\cdot L_k}{\Delta U_{adm}} \qquad (6.39)$$

În cazul considerării influenței reactanței, condiția (1) devine:

$$\Delta U_{adm} \ge \Delta U = \Delta U_{act} + \Delta U_r \qquad (6.40)$$

unde:

ΔU_{act} - componenta activă a pierderii de tensiune

ΔU_{r} - componenta reactivă a pierderii de tensiune.

În cazul rețelelor de curent continuu sau al celor monofazate de curent alternativ (6.39) devine:

$$s = 2\rho\sum_{1}^{n}\frac{I_k\cdot l_k}{\Delta U_{adm}} = 2\rho\sum_{1}^{n}\frac{i_k\cdot L_k}{\Delta U_{adm}} \qquad (6.41)$$

Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza densității de curent constante

Calculul secțiunii conductoarelor în această ipoteză porneşte de la faptul că secțiunile tronsoanelor liniei sunt diferite.

Condiția de a menține aceeaşi densitate de curent în toate tronsoanele este dedată astfel:

$$\delta_0 = \frac{I_1}{s_1} = \frac{I_2}{s_2} = ... = \frac{I_n}{s_n} \qquad (6.42)$$

unde:

$I_1, I_2 ... I_n$ - curenții de linie din fiecare tronson

$s_1, s_2 ... s_n$ - secțiunile tronsoanelor

Utilizând relația căderii de tensiune active pe fază ΔU_α funcție de I_{ka} şi de r_{k} corespunzătoare tronsoanelor de linie dintre consumatori:

$$\Delta U_{ac} = \sum_{1}^{n} r_k \cdot I_{ka} = \sum_{1}^{n} R_k \cdot i_{ka} \qquad (6.43)$$

I_{ka} se poate exprima cu relația:

$$I_{ka} = \delta_k \cdot s_k \cdot \cos\varphi_k \qquad (6.44)$$

Relația (6) devine:

$$\sum_1^n r_k I_{ka} = \sum_1^n \rho_k \cdot \frac{l_k}{s_k} \cdot I_{ka} = \sum_1^n \rho_k \cdot l_k \cdot \delta_k \cdot \cos\varphi_k \qquad (6.45)$$

În condițiile realizării liniei din același material cu rezistivitatea ρ şi egalând (6.45) cu (6.43) deducem:

$$\rho \sum_1^n l_k \delta_k \cos\varphi_k = \Delta U_{ac}$$

$$\frac{1}{\delta_0} = \frac{\rho \sum_1^n l_k \cos\varphi_k}{\Delta U_{ac}}$$

$$s_k = \frac{I_k}{\delta_0} = \frac{\rho I_k \sum_1^n l_k \cos\varphi_k}{\Delta U_{ac}} \qquad (6.46)$$

Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza minimului de material

Volumul conductoarelor utilizate în tronsoanele unei linii de se determină cu relația:

$$V = \sum_1^n l_k \cdot s_k$$

Este necesar a determina minimul funcției

$V = V_{(S_k)}$

Se consideră schema unei rețele cu trei sarcini conform fig.6.161. [4]

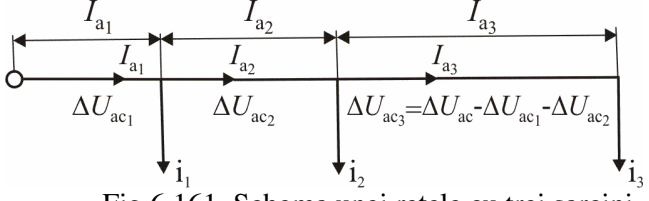


Fig.6.161. Schema unei rețele cu trei sarcini

Secțiunile pe cele trei tronsoane, considerând conductoarele confecționate din același material, se exprimă:

$$S_1 = \sqrt{3}\rho \frac{I_{a1} \cdot l_1}{\Delta U_{ac1}}$$

$$S_2 = \sqrt{3}\rho \frac{I_{a2} \cdot l_2}{\Delta U_{ac2}}$$

$$S_3 = \sqrt{3}\rho \frac{I_{a3} \cdot l_3}{(\Delta U_{ac} - \Delta U_{ac1} - \Delta U_{ac2})}$$

Volumul materialului folosit va fi:

$$V = 3(l_1 \cdot s_1 + l_2 \cdot s_2 + l_3 \cdot s_3) = 3\sqrt{3}\rho\left(\frac{I_{a1} \cdot l_1^2}{\Delta U_{ac1}} + \frac{I_{a2} \cdot l_2^2}{\Delta U_{ac2}} + \frac{I_{a3} \cdot l_3^2}{\Delta U_{ac} - \Delta U_{ac1} - \Delta U_{ac2}}\right) \quad (6.47)$$

Minim $= f(\Delta U_{ac}, \Delta U_{ac2})$

um funcției (6.47) se determină astfel:

$$\frac{\delta V}{\delta(\Delta V_{ac1})} = 3\sqrt{3} \cdot \rho\left(-\frac{I_{a1} \cdot l_1^2}{(\Delta U_{ac1})^2} + \frac{I_{a3} \cdot l_3^2}{(\Delta U_{ac} - \Delta U_{ac1} - \Delta U_{ac2})^2}\right)^2 = 0$$

$$\frac{\delta V}{\delta(\Delta V_{ac2})} = 3\sqrt{3} \cdot \rho\left(-\frac{I_{a2} \cdot l_2^2}{(\Delta U_{ac2})^2} + \frac{I_{a3} \cdot l_3^2}{(\Delta U_{ac} - \Delta U_{ac1} - \Delta U_{ac2})^2}\right)^2 = 0$$

şi de aici rezultă:

$$\frac{I_{a1}\cdot l_1^2}{(\Delta U_{ac1})^2}=\frac{I_{a2}\cdot l_2^2}{(\Delta U_{ac2})^2}=\frac{I_{a3}\cdot l_3^2}{(\Delta U_{ac}-\Delta U_{ac1}-\Delta U_{ac2})^2} \qquad (6.48)$$

Exprimând pierderile active de tensiune:

$$\Delta U_{ac1}=\sqrt{3}\rho\frac{I_{a1}\cdot l_1}{s_1}$$

$$\Delta U_{ac2}=\sqrt{3}\rho\frac{I_{a2}\cdot l_2}{s_2}$$

$$\Delta U_{ac3}=\sqrt{3}\rho\frac{I_{a3}\cdot l_3}{s_3}$$

Cu aceste relaţii, (6.48) devine:

$$\frac{s_1^2}{I_{a1}}=\frac{s_2^2}{I_{a2}}=\frac{s_3^2}{I_{a3}}$$

Considerând tronsonul 3 de referinţă se pot exprima s_1 şi s_2 astfel:

$$s_1=s_3\sqrt{\frac{I_{a1}}{I_{a3}}} \quad \text{şi} \quad s_2=s_3\sqrt{\frac{I_{a2}}{I_{a3}}}$$

Cunoscând expresia pierderii active de tensiune se poate determina secţiunea de referinţă:

$$\Delta U_{ac}=\sum_1^3 U_{ac_k}=\sqrt{3}\rho\left(\frac{I_{a1}\cdot l_1}{s_1}+\frac{I_{a2}\cdot l_2}{s_2}+\frac{I_{a3}\cdot l_3}{s_3}\right)=$$

$$=\sqrt{3}\rho\left(\frac{I_{a1}\cdot l_1}{s_3\sqrt{\frac{I_{a1}}{I_{a3}}}}+\frac{I_{a2}\cdot l_2}{s_3\sqrt{\frac{I_{a2}}{I_{a3}}}}+\frac{I_{a3}\cdot l_3}{s_3}\right)=\frac{\sqrt{3}\rho\sqrt{I_{a3}}}{s_3}\sum_1^3\sqrt{I_{ak}}\cdot l_k$$

de unde: $s_3=\dfrac{\sqrt{3}\rho\sqrt{I_{a3}}}{\Delta U_{ac}}\sum_1^3\sqrt{I_{ak}}\cdot l_k$ (6.49)

6.8.3. ALEGEREA SECŢIUNII ECONOMICE A CONDUCTOARELOR

În practică s-a constatat că secţiunea calculată din consideraţii tehnice diferă de secţiunea economică, justificată de optimul pierderilor de energie în linia respectivă.

Criteriul secţiunii economice permit alegerea unei secţiuni corespunzătoare atât din punct de vedere tehnic cât şi din punct de vedere economic.

Metoda densităţii economice de curent

Metoda constă în determinarea unor valori economice ale densităţilor de curent, funcţie de materialul conductor şi de timpul de utilizare a puterii maxime T.

Investiţia unui km de linie de înaltă tensiune se exprimă prin relaţia:

$$I=a+b\cdot s+3RI_{\max}^2\cdot c=a+b\cdot s+3\rho\frac{I_{\max}^2\cdot c}{s\cdot l\cdot 1000} \quad \text{[lei/km]}$$

unde: a - partea din investiţie care nu depinde de secţiunea conductorului [lei/km]

b - partea din investiţie cuprinzând conductorul [lei/mm^2·km]

s - secţiunea conductorului [mm^2]

$3RI_{\max}^2\cdot c$ - costul puterii suplimentare instalată în centrale electrice pentru acoperirea pierderii maxime în linie [lei/km]

c - costul de instalare a 1 kW putere suplimentară

Cheltuielile anuale de exploatare pe 1 km de linie se pot calcula cu relaţia:

$$C_a = (a + bs)\frac{p}{100} + 3I_{\max}^2 \frac{\rho \cdot c}{l \cdot s \cdot 1000} \cdot \frac{p_s}{100} + 3I_{\max}^2 \frac{\rho\tau}{l \cdot s \cdot 1000} p_c \text{ [lei/km·an]}$$

unde: $p = p_a + p_r$ - cota anuală de amortizare şi reparare a liniei

p_3 - cota anuală de amortizarea puterii suplimentare a centralelor electrice

p_c - componenta de combustibil a preţului de cost a energie

τ - numărul de ore al pierderilor maxime

Se consideră economic corespunzătoare o secţiune s_{ec} a conductoarelor pentru care T_a - durata de amortizare a cheltuielilor totale (C) este minimă.

$$C = I + C_a \cdot T_a$$

Condiţia de minim a cheltuielilor totale se determină:

- grafic
- analitic

În fig.6.162. [4] se reprezintă variaţia cheltuielilor anuale ale unei linii în funcţie de secţiunea conductoarelor.

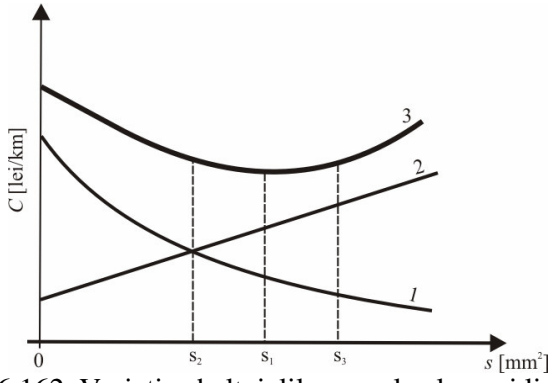


Fig.6.162. Variaţia cheltuielilor anuale ale unei linii în funcţie

1-variaţia cu secţiunea a cheltuielilor legate de pierderi; 2- variaţia cu secţiunea a cheltuielilor legate de amortizarea şi repararea liniei; 3-curba cheltuielilor anuale de exploatare

Secţiunea s_1 pentru care cheltuielile anuale sunt minime corespunde secţiunii economice.

Analitic condiţia de minim a cheltuielilor totale se exprimă:

$$\frac{dC}{ds} = 0$$

$$\frac{dC}{ds} = b - 3I_{\max}^2 \frac{\rho \cdot c}{s^2 \cdot l \cdot 1000} + \frac{p \cdot b}{100} \cdot T_a - 3I_{\max}^2 \frac{\rho \cdot c \cdot T_a}{l \cdot s^2 \cdot 100} \cdot \frac{p_s}{100} -$$

$$- 3I_{\max}^2 \frac{\rho \cdot \tau \cdot T_a}{l \cdot s^2 \cdot 1000} \cdot p_c = 0$$

iar densitatea economică de curent sau secţiunea economică rezultă:

$$\delta_{ec} = \frac{I_{\max}}{s_{ec}} = \sqrt{\frac{b\left(1 + \frac{pT_a}{100}\right)1000}{3\rho\left[1 + T_a\left(\frac{c \cdot p_s}{100} + \tau \cdot p_c\right)\right]}}$$

Metoda cheltuielilor de calcul

Această metodă constă în compararea cheltuielilor necesare pentru realizarea şi exploatarea unei linii electrice în diverse variante posibile şi echivalente din punct de vedere tehnic.

La constatarea că atât investiţiile I_1 cât şi cheltuielile anuale de exploatare C_{a1} ale variantei nr. 1 (de exemplu) sunt mai mari decât valorile corespunzătoare ale variantei doi (considerând compararea a două variante echivalente tehnic) se concluzionează că din punct de vedere economic varianta II este mai avantajoasă.

BIBLIOGRAFIE

BIBLIOGRAFIE PE CAPITOLE

Capitolul 1

1.* * * *World Energy: Looking ahead to 2020.* World Energy Conference WEC, Istanbul 1978
2.*** *Carta Europeană a Energiei.* ENERG, vol. 10., Ed. Tehnică, Bucureşti 1996
3.Nitu, V. *Bazele teoretice ale energeticii.* Ed. Academiei Române, Bucureşti 1977
4.Nitu, V., Pantelimon, L., Ionescu, C. *Energetica generală & Conversia energiei.* EDP, Bucureşti, 1981
5. Leca, A. ş.a. *Principii de management energetic.* Ed. Tehnică, Bucureşti 1997
6.Popescu, D., Muşatescu, V., Mihăileanu, C., Velody, M. *Carta europeană a energiei /CIGRE / Ce este SINERGY?* ENERG nr. 10, ET, Bucureşti, 1996
7.Guzun, B. D. *Energetică generală şi conversia energiei.* Note de curs predate la facultatea de Energetică, IPB, 1980 -'85
8.Moţoiu, C. *CTH— Centrale termo- şi hidroelectrice.* EDP, Buc. 1974
9.Selischi, A., Guzun, B. ş.a. *Partea electrică a centralelor şi staţiilor electrice PECS.* Lithografie UPB, vol. 1, partea I-a, Bucureşti, 1982
10. *** GPEET, RENEL *Annual report* 1990, 1994, 1996

Capitolul 2

1.* * * *Switchgear Manual.* ABB Pocket Book, ediţia a 8-a, Mannheim, Germania, 1988
2.Selischi, A., Guzun, B.. *Grigoriu, V.,* Sufrim, M. *Partea electrică a centralelor electrice.* Lithografie I. P. Bucureşti. vol. 1, 1982
3.Selischi, A., Dedu, G., Guzun, B. *Probleme specifice instalaţiilor din partea electrică a centralelor.* Bucureşti, Editura UPB, 1997
*4.*Buhuş, P. ş.a. *Partea electrică a centralelor şi staţiilor electrice şi staţii şi posturi de transformare PECS & SPT Îndrumar pentru lucrări de exploatare a instalaţiilor electrice din Sistemul Energetic Naţional.* Editura Universitatea Politehnica Bucureşti UPB, Bucureşti, 1990
*5.*Comănescu, Ghe. ş.a. *Proiectarea staţiilor electrice.* Ed. Printech, 1998
*6.**** *Normative de alegere şi verificare legături conductoare rigide* - PE 114, *flexibile neizolate* - PE 111/6, *cabluri* - PE 107 OIDE, Bucureşti, GSCI
7. Nitu, V. , ş.a. *Instalaţiile electrice din centrale şi staţii electrice.* Bucureşti, Ed. Tehnică, 1972
8. Westgard, E., ş.a., *Hidropower Development. Electrical Equipment.* Norwegian Institute of Technology Division of Hydraulic Engineering, vol.13, Trondheim, 1994
9. Vasiliev, A.A., ş.a., Electriceskaia ciasti stanţii i podstanţii (dlea studentov vâzov). Moskva, Energoizdat, 1990, 575 p.

Capitolul 3

1.Selischi, A., Guzun, B. D., Grigoriu, V., Sufrim, M. *Partea electrică a centralelor electrice PEC.* Vol. I, partea I-a, editura UPB, Bucureşti, 1982
2.Niţu, V. ş.a. *Instalaţiile electrice ale centralelor* şi *staţiilor electrice.* ET, Bucureşti 1972
3.Selischi, A., Dedu, G.,Guzun, B. D. *Probleme de alegere şi dimensionare specifice instalaţiilor electrice din centralele* electrice. Bucureşti, Editura UPB, 1997

4.Buhuş, P. ş.a. *Partea electrică a centralelor şi staţiilor electrice şi posturi de transformare - PECS & SPT.* Editura IPB, Bucureşti

Capitolul 4

1.*** - *Managementul resurselor energetice***,** Editura Tehnică, Bucureşti, 1997
2.*** - Colecţia revistei "Energie Plus,,, 1992 - 1996
3.Motoiu, C. *CTH - Centrale termo - si hidroelectrice.* EDP, Buc. 1974
4.*** **-** *Manualul inginerului termotehnician*, Editura Tehnică**,** Bucureşti, 1986
5.R.W**.** Haywood - *Analysing of engineering cycles*, Pergamon Press, Londra, 1991
6.F. J. Brooks - *GE gas turbine performance characteristics*, GE Marketing Communications, GER — 3567, 1993
7.G. Darie **-** *Optimizarea ciclurilor mixte abur-gaze de speţa I pentru termoficare*, Teză de doctorat, UPB, 1 997
8.*** **-**Colecţia revistei „Modern Power Systems", 1993 – 1997
9.*** - Colecţia revistei "Energ", 1986 - 1990
10.Brown, J.G., ş.a. - *Centrale hidroelectrice de mare putere.* Bucureşti, Editura Tehnică, 1970
11.Dumitrescu, D., s.a. - *Manualul inginerului hidrotehnician.* Bucureşti, Editura Tehnică, 1969
12.Prişcu, R. - *Construcţii hidrotehnice,* Bucureşti, Editura didactică şi pedagogică, 1974
13.*** - *Energetica în Europa.* Bucureşti, RENEL, 1995
14.*** - *Prescripţii tehnice de exploatare.* Bucureşti, RENEL, 1995
15.Hoeller, H. K., Grein, H. *Utilization of Water Power by Means of Hydraulic Machines* SULZER ESCHER WYSS, 1989
16.*** *Turbines - pompes GEC Alsthom*, documentaţie de firmă, 1996

Capitolul 5

1. Selischi, A., Guzun, B., Grigoriu, V., Sufrin, M., Comănescu, G., Mucichescu, C. *Partea electrică a centralelor şi staţiior electrice - PECS.* Editura IPB Bucureşti, 1982-1983
2. Heirich, J., Buhuş, P., Preda, M., Selischi, A. ***Instalaţii de partea electrică a centralelor şi staţiior electrice - note de curs predate studenţilor de specialitate electroenergetică*****, EDP Bucureşti, 1987.**
3. Buhuş, P., Lazăr, H., Selischi, AL, lordache, M. Dedu, G., Guzun B. *Îndrumar pentru lucrările de laborator şi de exploatare ale instalaţiilor din partea electrică a centralelor şi staţiilor. Ciclul de lucrări generale.* Litografia Inst. Politehnic Bucureşti, 1971.
4. Butchevici, I. V. *Partea electrică a centralelor şi staţiilor electrice*, Bucureşti, Editura energetică de stat, 1953.
5. Baptidanov, L. N. şi Tarascov, V. I. *Echipamentul electric al centralelor şi staţiilor electrice*. Vol. I, Bucureşti, Editura energetică de stat, 1955.
6. Nitu, V., Constantinescu, E, Negreanu, C., Raşcu, P., Stoleru, B., Vintilescu, M., Voinea, D., ***Instalaţii electrice ale centralelor şi staţiilor*****, Editura Tehnică, Bucureşti, 1972.**
7. Einwechter, W. S., Pennypacker, R. M. Singie - *Bus Design – Proves Best. Electrical World*, Vol. 162, Nr. 18, Noiembne 1964, p. 60.
8. Kireyev, M., Kovarsky, A. ***Switehgear installation*****, Editura MIR, Moscova, 1967, p. 383.**

9. Ionescu, A. *Probleme actuale privind structura optimă a instalaţiilor de interconexiune şi transport a energiei electrice. Institutul central de documentaţie tehnică*, IDT Bucureşti, 1968, p. 145.
10. Kominiak, L A., Buchsbaum, J. A. Midtown *SF_6 Switching station installed. Transmission & Distribution*, aprilie, 1977, p. 42.
11. Pedersen, R. S. *Substation built in San Diago's historic Point Loma area. Transmissipn & Distribution*, aprilie, 1977, p.48.
12. Scheneider, I. *Nouveaux interrupteurs-sectioneures.* Revue Brown Boveri, 1980, nr. 12, p. 77-82.
13. Szente-Varga, H. P. *Possibilitès d-emploi et essai du pouvoir de coupure des interrupteurs-sectionneurs.* Revue Brown Boveri, nr. 9/10, 1962, p. 11-17
14. Köppl G. *Load switahes in h.v. and e.h.v. networks: interesting applications for a new type of unit.* Revue Brown Boveri, nr. 12, 1967,p.6
15. Barchetti, H., Frey, W., Köppl, G. *Interrupteurs rapides du type DYLF pour tension de 72,5 a 750 kV. Posibilitès d'emploi en rapport avec la technique de la protection.* Revue Brown Boveri, 1980, nr.1, p.25-32
16.* * * *Schema de comutaţie a staţiei de transformare 110/10 kV Cotroceni, centrul de reţele Bucureşti - Vest*, IDEB, 1975.
17. Bernryd, S. *ASEA oil minimum circuit-breakers type HLR with improved performance*. ASEA JOURNAL, nr. 1, 1975, p. 8.
18. Selischi, A., Guzun, B., *Cursul de PECS predat la Facultatea Energetica UPB pentru secţiile de termo clasic, nuclear şi respectiv hidroenergetică*., litografie UPB, 1980-1997.
19.* * **Disjoncteures blindés types DR pour grandes centrales électriques dans le monde entier. Revue Brown Boveri Company* BBC, divizia A., 1980, nr.1, p.25-32
20.* * **Open-type Switchear for 60 to 150 kV* Siemens-Halske,1975, 43 pagini.
21. Georgescu, B., Guzun, B,, Raşcu, P. *Separatorul cu gabarit constant asigură o optimizare a construcţiei staţiilor electrice interioare de 110 kV.* Energetica vol. XXVIII, nr.3, 1980, p. 138-145
22. Langer, P., Rimpp, F., Wegener, J. *Metaldad SF6 Insulated 110 kV Switagear.* Siemens Review, Vol. XXXVIII, nov. 1966, nr.11, p.547-550
23.* * * *Energieversorgung von Ballungszentren und industrieanlagen. SF_6 isoliente Anlagen für 123 bis 765 kV von Siemens*. Siemens Haiske, 1973, 73 p
24. Szente-Varga, H. P. *L'installation de couplage entierement blindée, a SF_6, pour 170kV du porte électrique Sempresteig* Revue BBC, Dec. 1970, tomul 57, p. 572-577.
25.STAS 8275-78 *Protecţia împotriva electrocutărilor. Terminologie.*
26.STAS 2612-82 *Protecţia împotriva electrocutărilor. Limite admise.*
27.STAS 7334-78 *Instalaţii electrice de înaltă tensiune. Instalaţii de legare la pământ de protecţie. Prescripţii.*
28.STAS 6119-78 *Instalaţii electrice de joasă tensiune. Instalaţii de legare la pământ de protecţie. Prescripţii.*
29.STAS 6616-78 *Instalaţii electrice de joasă tensiune. Instalaţii de legare la nul de protecţie. Prescripţii.*
30.* * **Îndreptar de proiectare şi execuţie a instalaţiilor de legare la pământ*. MEE indicativ 1 RE - Ip - 30 / 78.
31.M. Sufrim s.a. *Construcţia şi exploatarea instalaţiilor de legare la pământ.* Editura Tehnică, Bucureşti, 1970.
32. Nitu, V., Constantinescu, E., Negreanu, C., Roşcu, P., Stelaru, B.,Vintilescu, M., Voinea, C., *Instalaţii electrice ale centralelor şi staţiilor*, E. T,, Bucureşti, 1972, 645 p.

33.* * * *Prescripţii de proiectare a părţii electrice a centralelor şi staţilor* Vol I şi II, ICEMENERG - MEE, 1980.
34.Gheorghiu, N., Selischi, AL, Dedu, G., Chiuţă, I., Comănescu, G., *Echipamente electrice. Editura didactică şi pedagogică*, Bucureşti, 1981, 323 p.
35.* * * *Taschenbuch für Schaltanlagen*. *BBC*, W. Girardet, Essen, 1979, 610 p.
36.Butchevici, I. V., Vasiliev, A. A., I. I. Gumin, Ghelikonski, S. A.,Metlina M. V. *Partea electrică a centralelor şi staţiiior electrice*, Editura Energetică de Stat, URSS, 1953, *63p.
37.Baptidanov, L N., Tarascov, V. I. *Echipamentul electric al centralelor şi staţiilor electrice*, Vol. I, Bucureşti, EES, 1955.
38.Sherry, A. ş.a. Modern Power Station Practice. Vol. 4. Pergamon Press, 1970, 570 p.
Heinrich, J. *Partea electrică a centralelor şi staţiilor electrice. Cursul litografiat la Institutul Politehnic Timişoara*, vol. I şi II, Timişoara, 1971.
39.Georgescu, B., Guzun, B., Raşcu, P. *Separatorul cu gabarit constant asigură o optimizare a construcţiei staţiilor electrice interioare de 110kV*, Energetica, vol.28, nr.3, 1980, p.138-145

Capitolul 6

*1. ***FURUKAWA ELECTRIC COMPOSITE INSULATOR - documentaţie - catalog prezentare* Furukawa Electric
2. 1 L.I. - Ip 4/3-88 - *Îndrumar de proiectare pentru linii electrice aeriene de medie tensiune, izolatoare, cleme, armături.*
3. Compositz SILICONE RUBBER - *Reliable Power Products - catalog de izolatoare*, 1975
4. Iacobescu, Gh., Iordănescu, F., Ţenovici, G., *Reţele electrice* Ed. Didactică şi Pedagogică 1975
5. Iacobescu, Gh. şi colectiv, *Linii electrice* Ed. Didactică şi Pedagogică 1981
6. Rucăreanu, C. şi colectiv, *Linii electrice aeriene şi subterane* Ed. Tehnică 1989
7. PE 107/1995 - *Normativ pentru proiectarea şi execuţia reţelelor de cabluri electrice*
8. Albert, H. *Pierderi de putere şi energie în reţele electrice* Ed. Tehnică 1984
9. Duşa, V. *Instalaţii de comandă şi control ale staţiilor electrice* Ed. DeVest Timişoara
10. Badea, I. şi colectiv *Protecţia prin relee şi automatizarea sistemelor electrice* Ed. Tehnică 1973
11. Cristescu, D., Pantelimon, L., Darie, M. *Centrale şi reţele electrice* Ed. Didactică şi Pedagogică 1982
12. Heinrich, I. *Partea electrică a centralelor şi staţiilor electrice* vol.1 şi vol.2 Inst. Politehnic ,,Traian Vuia" Timişoara 1977
13. PE 501/85 N*ormativ pentru proiectarea protecţiilor prin relee şi automatizărilor instalaţiilor electrice ale centralelor şi staţiilor*
14. PE 504/96 *Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale staţiilor electrice*
15. Gal, Stelian *Scheme de relee complexe în energetică* Ed. Tehnică 1988
16. Vasilievici, Al. *Aparate şi echipamente electrice* Editura "Mitricel Sârbu"-Sibiu 1996
17. Gal, Stelian *Protecţie de distanţă digitală pentru sistemul electroenergetic* Teză de doctorat, IPT, Facultatea de Electrotehnică, 1992

Coperta: “Vedere aeriană a CHE Porţile de Fier l şi staţia de conexiuni primare”

Prof. univ. dr. ing. Basarab Dan GUZUN este absolvent al Facultății de Energetică din Universitatea „Politehnica" din Bucureşti, secția Centrale electrice, promoția 1970. Angajat la catedra cu același nume, începând cu 1971 a patentat aparate de comutație electrică performante în România, SUA, Elveția, Suedia; Dr. ing. din 1977 - specializarea ElectroEnergetică / Centrale electrice, a participat activ la montaj / puneri în funcțiune pe șantierele CHE Gâlceag, CTE Turceni – 1980, lărgindu-şi benefic orizontul tehnic – propriu şi, implicit al *studenților săi.* Ca profesor universitar titular din 1997, a desfăşurat o intensă activitate didactică şi ştiințifică în domeniile electroenergetic şi de automatizare centrale (hidro)electrice.

A format / specializat *continuu* viitori ingineri / tehnicieni-ingineri pentru *Sistemul Energetic Național-SEN*, atât la facultate cât şi prin centre de formare personal-CFP din multe centrale hidoelectrice şi CNE Cernavodă - după 1990, HidroElectrica/HidroServ - după 2002, cu pasiunea specifică de profesor la Catedra de Centrale Electrice şi Energetică Industrială, Facultea de Energetică, pasiune consolidată întrucâtva şi de pragmatismul câştigat nemijlocit, în producție - puneri în funcțiune, mentenanță *PRAM / AMC.*

Coautor al unor lucrări cu specific unic de *Automatizări în HidroEnergetică* - Editura Tehnică 1995, precum şi al altora premergătoare în specificul celei de față, efortul prezent se înscrie firesc pe spirala continuității activității remarcabile a foştilor profesori în domeniu, a cooperării colegiale interuniversitare din țară şi străinătate (Anglia); Colaborează activ cu foşti studenți şi / sau actuali doctoranzi, ca viitori continuatori ai progresului tehnic alert în domeniul pasionant al automatizărilor performante din *Centrale, Staţii şi Reţele Electrice CSRE* operând interconectat în *SEN* în condiții de *stabilitate electroenergetică* şi de *protecția mediului.*

Conf.Dr.ing.Stelian Alexandru Gal este absolvent al Facultății de Electrotehnică din Universitatea „Politehnica" Timişoara, în anul 1970.

În anul 1995 a obținut titlul ştiințific de doctor al aceleiaşi Universități în specialitatea „Protecții şi Automatizări".

Este autor şi coautor a peste 30 de lucrări ştiințifice, prezentate în simpozioane şi conferințe în țară şi străinătate, a două brevete de invenție şi a trei cărți cu tematică energetică.

Este membru în diferite asociații tehnice energetice (CIGRE, LWA, SIER, ALSTR).

În prezent îndeplineşte funcția de director al Sucursalei de Transport Sibiu din cadrul Companiei Naționale de Transport al Energiei Eelectrice „Transelectrica"-S.A.

Prof. univ. dr. ing. George DARIE este absolvent al Facultății de Energetică din Universitatea „Politehnica" din Bucureşti, specializarea Centrale Termoelectrice, în anul 1986. Începând cu anul 1990 a desfăşurat o intensă activitate didactică şi ştiințifică în domeniile producerii energiei şi protecției mediului; în anul 1997 a obținut titlul ştiințific de doctor al Universității „Politehnica" din Bucureşti, în specializarea Centrale Termoelectrice. În prezent este profesor la Catedra de Centrale Electrice şi Energetică Industrială din cadrul Facultății de Energetică.

Ing. Dan Olovinaru este absolvent al Facultății de Energetică din cadrul Universității „Politehnica" Bucureşti, specializarea Hidroenergetică, în anul 1978. De la absolvirea facultății şi până în prezent şi-a desfăşurat activitatea în domeniul exploatării şi mentenanței centralelor hidroelectrice, partcipând tot odată la punerea în funcțiune a peste 10 hidrocentrale noi. Între anii 1996-1998 a fost şi cadru didactic asociat al Universității „Lucian Blaga" din Sibiu. În prezent este director al Sucursalei Hidrocentrale Sibiu din cadrul SC Hidroelectrica SA.